

# Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA





Prezentacja Spółki



Maj 2018



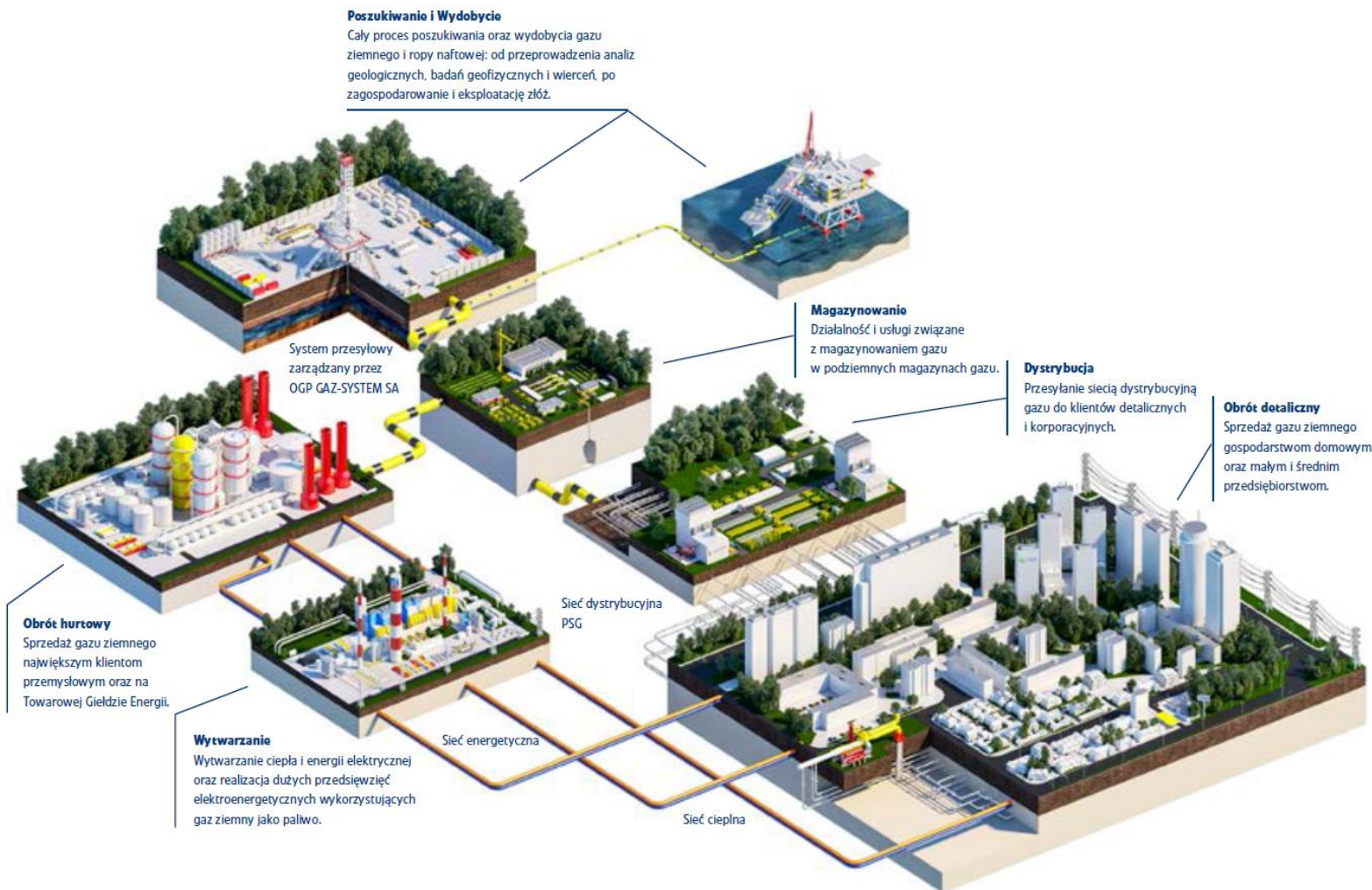
# Spis treści

- > 1. Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce
- > 2. Segmenty Grupy PGNiG
  -  > Poszukiwanie i Wydobywanie
  -  > Obrót i Magazynowanie
  -  > Dystrybucja
  -  > Wytwarzanie
- > 3. Strategia, nakłady
- > 4. Załączniki - zmiany w prezentacji segmentów działalności wg MSSF 15, wyniki finansowe



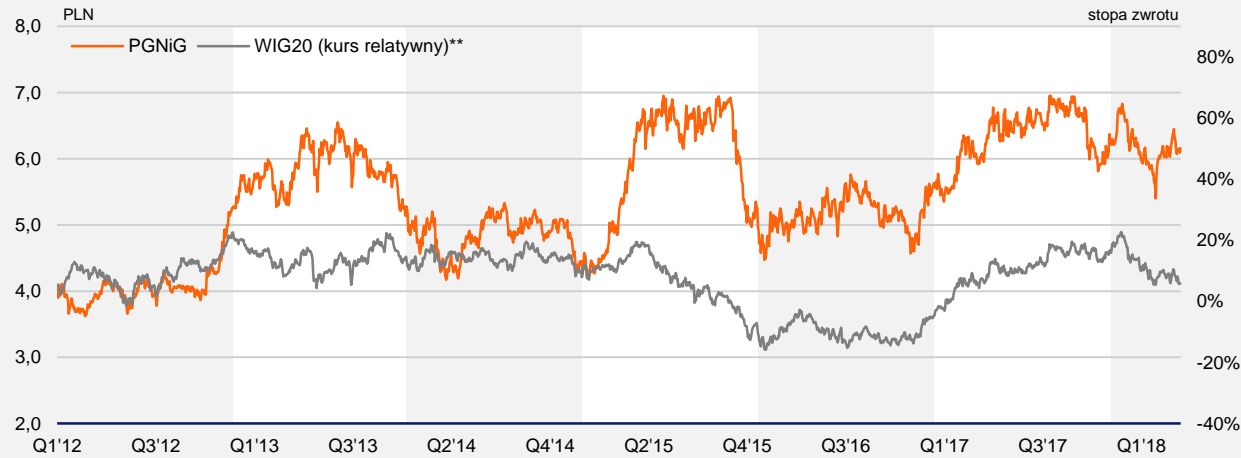
# Grupa PGNiG i rynek gazu w Polsce

# Wiodąca zintegrowana grupa w polskim sektorze gazowo - naftowym

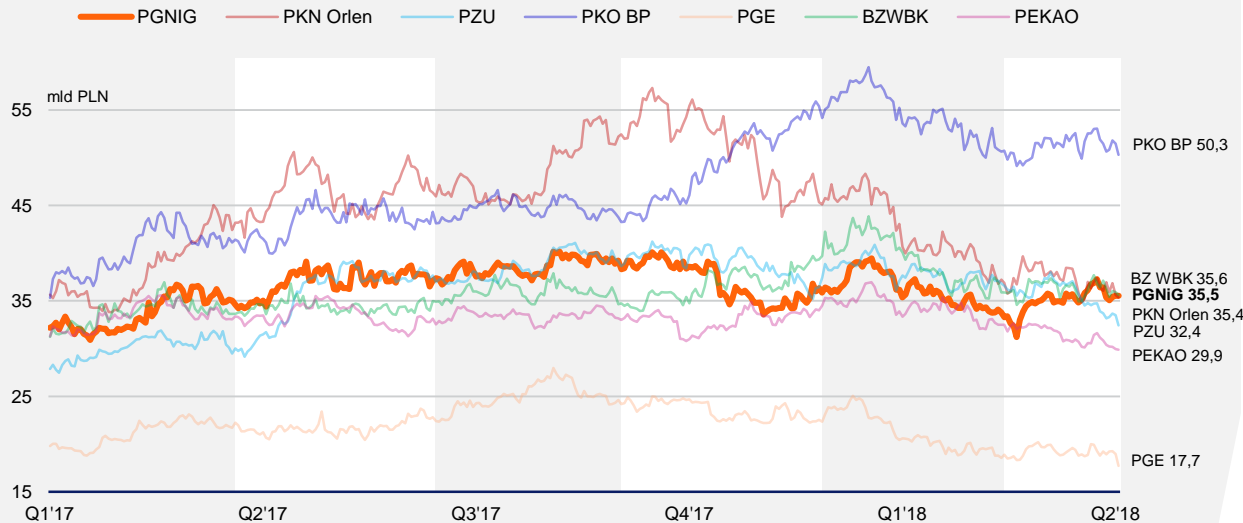


# Największa polska spółka przemysłowa notowana na GPW\*

> Kurs akcji PGNiG oraz WIG20 od stycznia 2012 roku wraz ze stopą zwrotu.

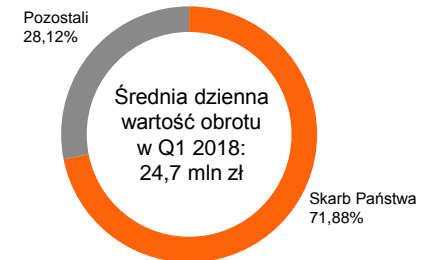


> Kapitalizacja PGNiG od stycznia 2017 r. wraz z czołowymi spółkami GPW.



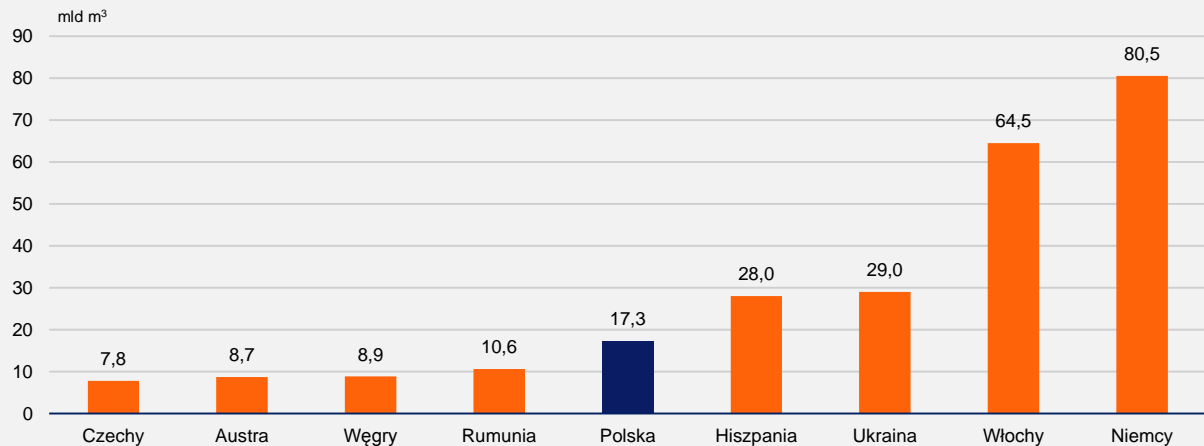
\* Pod względem kapitalizacji na dzień 23.05.2018 / \*\* wykres notowań WIG20 uwzględniający relatywne zmiany procentowe względem kursu PGNiG

- > Notowana na GPW od września 2005 r.
- > Kapitalizacja rynkowa około 35,5 mld zł\*
- > Znaczący udział w indeksie WIG20: 5%
- > Trzecia największa spółka na GPW\*
  
- > Struktura akcjonariatu (stan na 31.03.2018 r.)

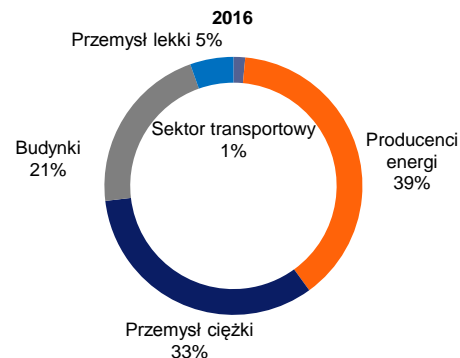


# Rynek gazu w Polsce: Niska konsumpcja gazu z potencjałem wzrostowym

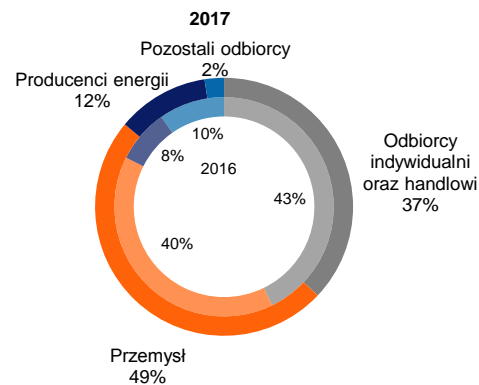
## > Zużycie gazu ziemnego wg krajów w 2016 r.



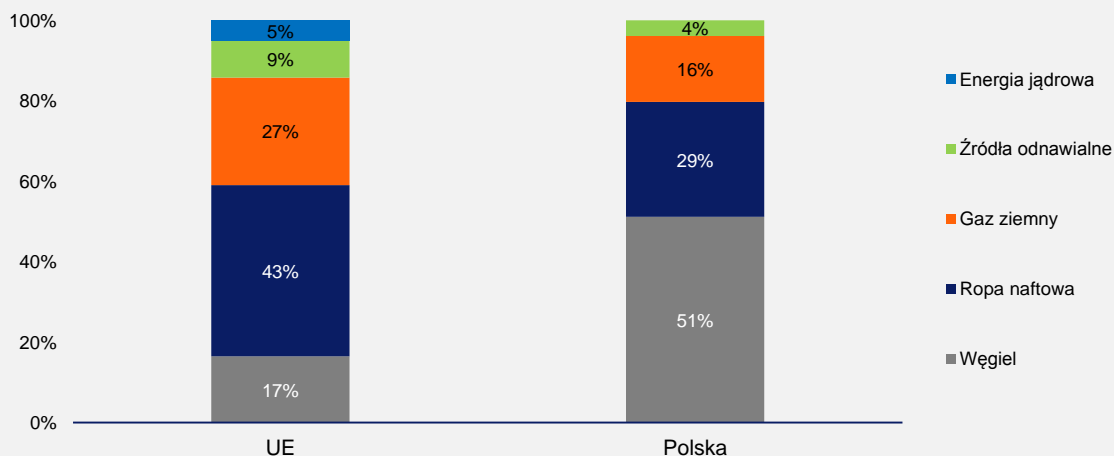
## > Zużycie gazu na świecie według sektorów w 2016 r.



## > Sprzedaż gazu przez PGNiG według sektorów w 2016 i 2017 r.



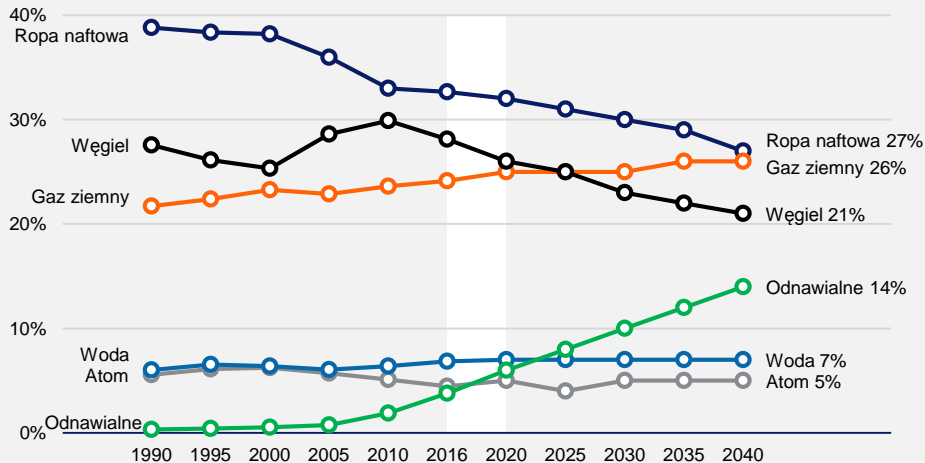
## > Zużycie energii pierwotnej w 2016 r.



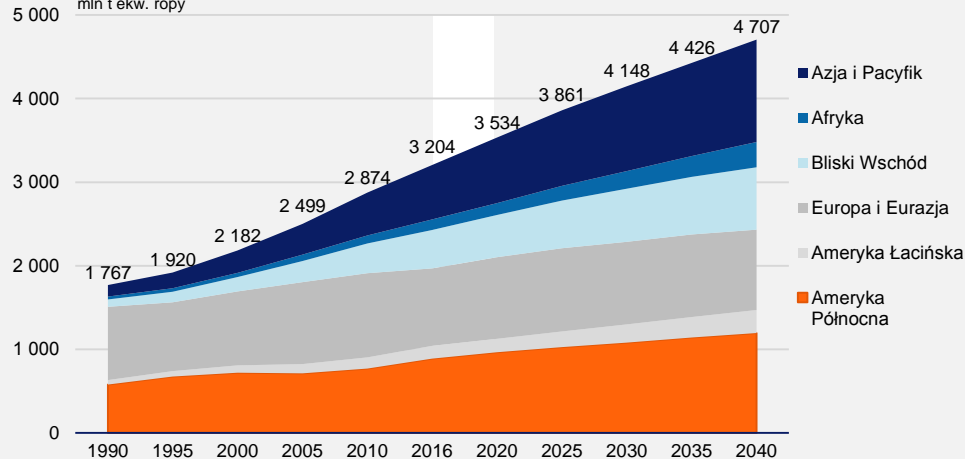
Źródło: BP Statistical Review 2017; BP Energy Outlook 2018 / Zużycie zawiera sprzedaż, jak i zużycie własne oraz zmianę stanu magazynów

# Rynek gazu na świecie

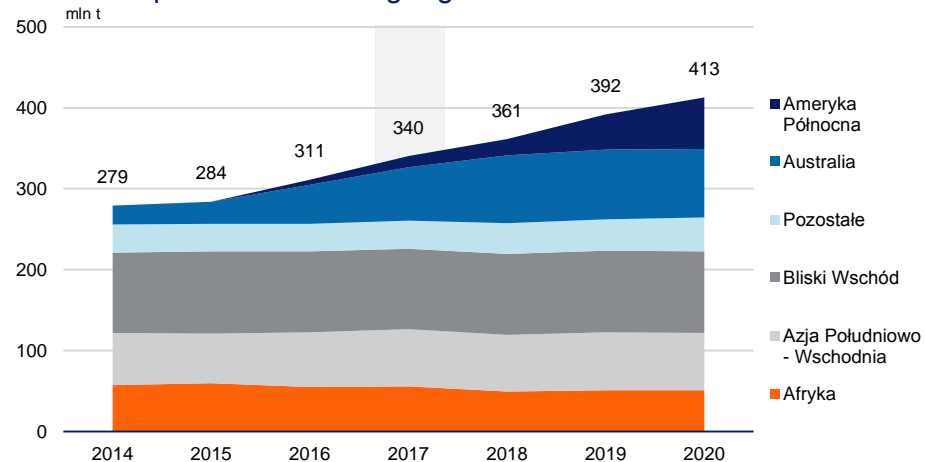
## > Zużycie energii pierwotnej na świecie



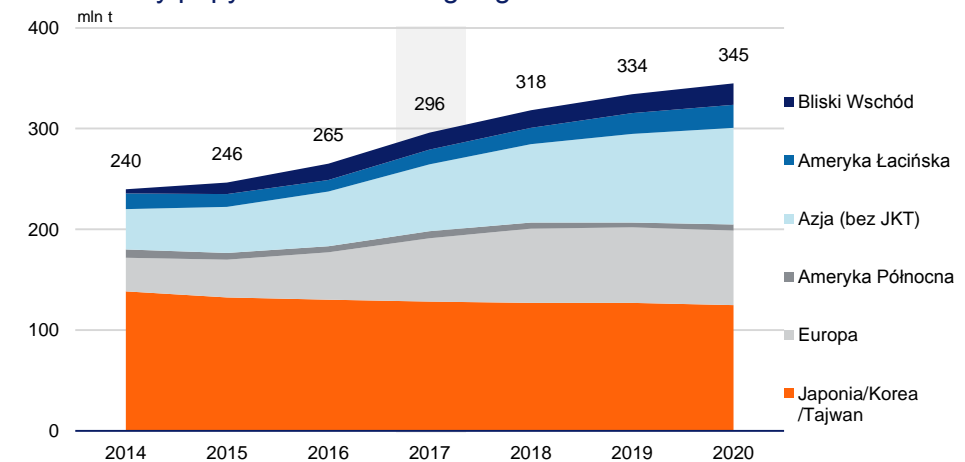
## > Popyt na gaz ziemny



## > Roczna podaż LNG według regionów



## > Roczny popyt na LNG według regionów



Poszukiwanie i Wydobywanie



Obrót i Magazynowanie



Dystrybucja



Wytwarzanie

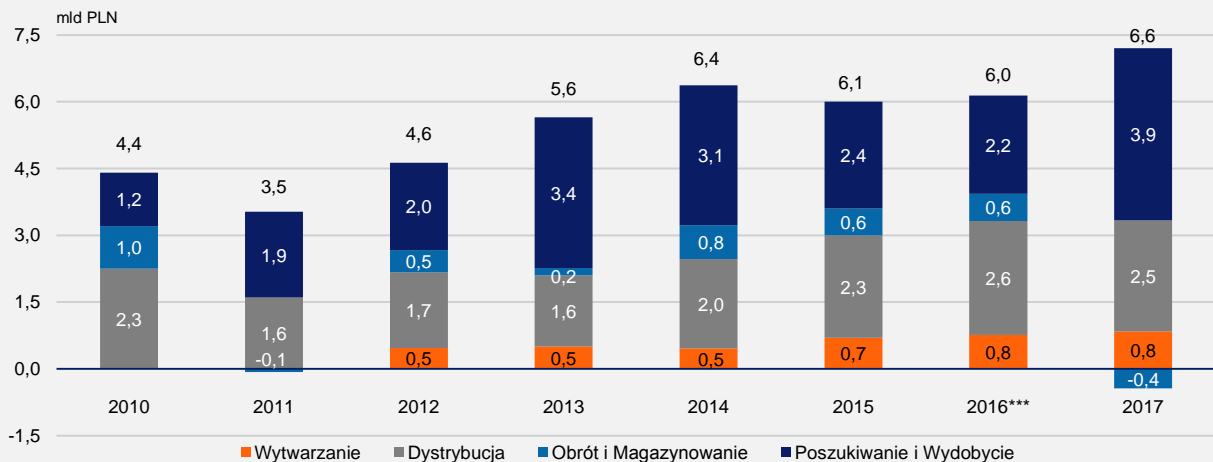


# Segmenty Grupy PGNiG



# Wyniki finansowe Grupy PGNiG w latach 2010-2017

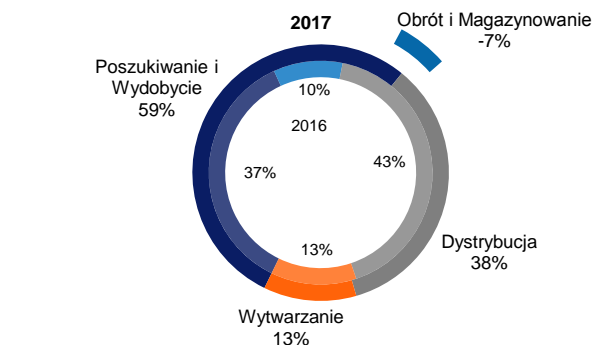
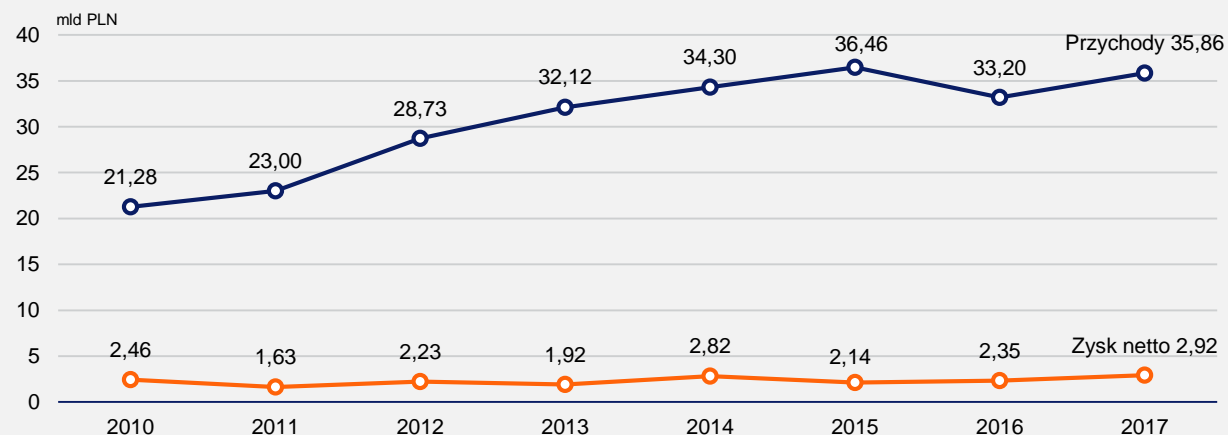
## > EBITDA Grupy PGNiG\*\*



- > Ósma największa spółka w Europie Środkowo-Wschodniej\*
- > Trzecia największa spółka paliwowa w regionie\*
- > Stabilny poziom EBITDA dzięki zdywersyfikowanym źródłom przychodów

## > Udział segmentów w EBITDA

## > Przychody i zysk netto Grupy PGNiG



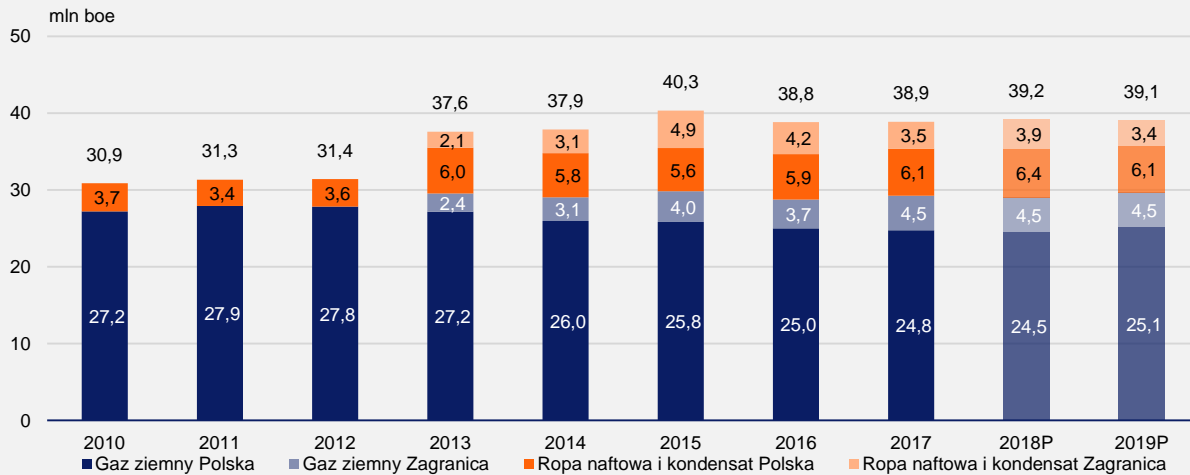
Udział pozostałych segmentów w EBITDA w 2017: -3%; in 2016: -3%



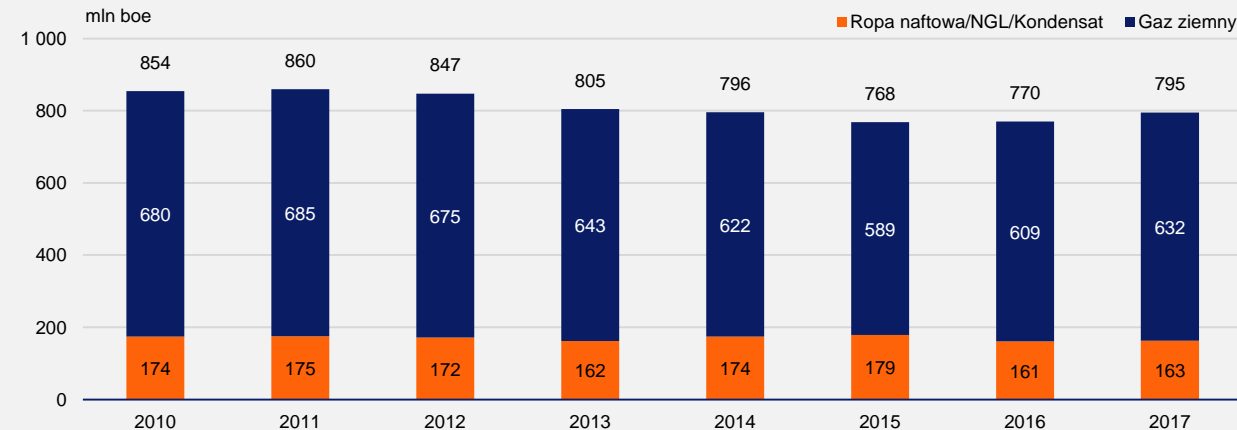
\* Źródło: TOP 500 CEE 2017 / \*\* EBITDA 2010-2015 przed wewnętrznymi eliminacjami z wyłączeniem segmentu „Pozostałe segmenty”  
 \*\*\* przekształcone, -0,2 mld PLN EBITDA w wyniku działalności segmentu „Pozostałe segmenty” nie zostało zaprezentowane na wykresie

# Zakres działań poszukiwawczych i wydobywczych

## > Wydobycie gazu i ropy naftowej\*



## > Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej



> PGNiG to lider działalności poszukiwawczo-wydobywczej ropy i gazu w Polsce

> Średnia dzienna produkcja – ponad 114 000 boe\*\*

> Złóża PGNiG w Polsce\*\*\*:

> udokumentowane złoża gazu 538 mln boe (86,1 mld m<sup>3</sup>)\*\*

> udokumentowane złoża ropy 124 mln boe (17,4 mln ton)

> Koncesje na ropę i gaz w Polsce\*\*\*:

> 23 na poszukiwanie i rozpoznawanie

> 25 koncesji łącznych

> 213 na wydobywanie

> Działalność poszukiwawcza i wydobywcza:

> 54 kopalń gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce

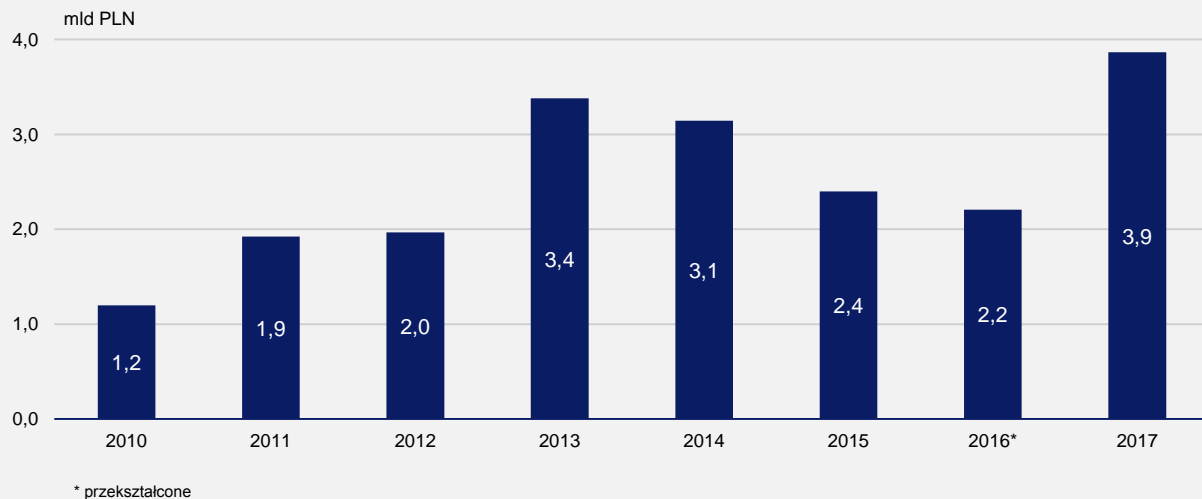
> Ponad 2 tys. odwiertów eksploatacyjnych



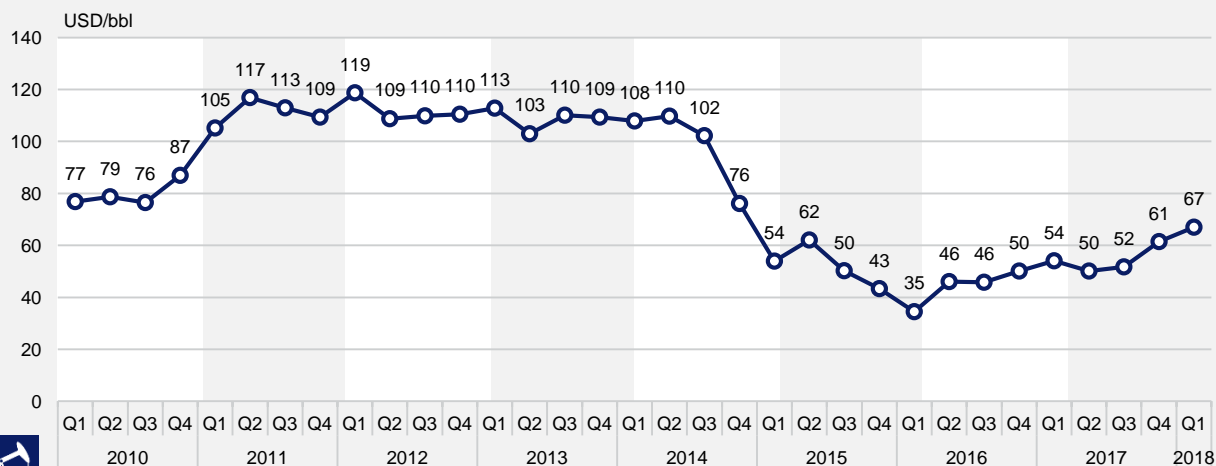
\* W przeliczeniu na gaz wysokometanowy / \*\* Na dzień 31 Marca 2018r. / \*\*\* Na dzień 31 Grudnia 2017r.

# Wyniki finansowe segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie

## > EBITDA segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie



## > Średnia cena ropy naftowej

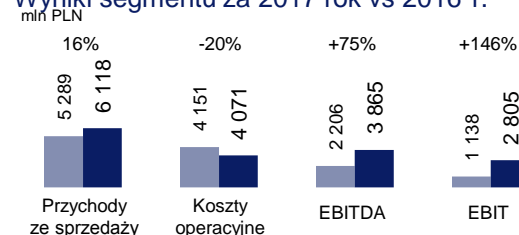


## > Wzrost średniej rynkowej ceny ropy Brent o 15% w Q1 2018 vs Q1 2017

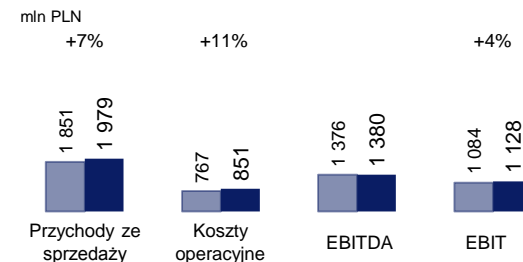
> Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu wzrosły o 85 mln PLN, wraz ze wzrostem sprzedaży o 10% r/r do 429 tys. ton w Q1 2018 roku.

> Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu w segmencie o 107 mln PLN (+10%) r/r.

## > Wyniki segmentu za 2017 rok vs 2016\* r.



## > Wyniki segmentu za Q1 2018



# Działalność zagraniczna – Norwegia

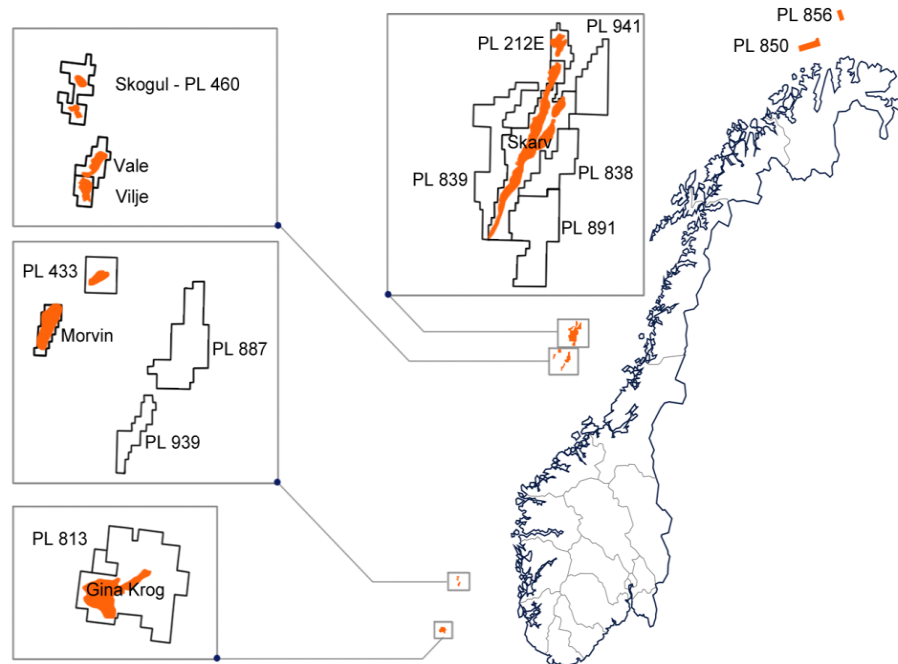
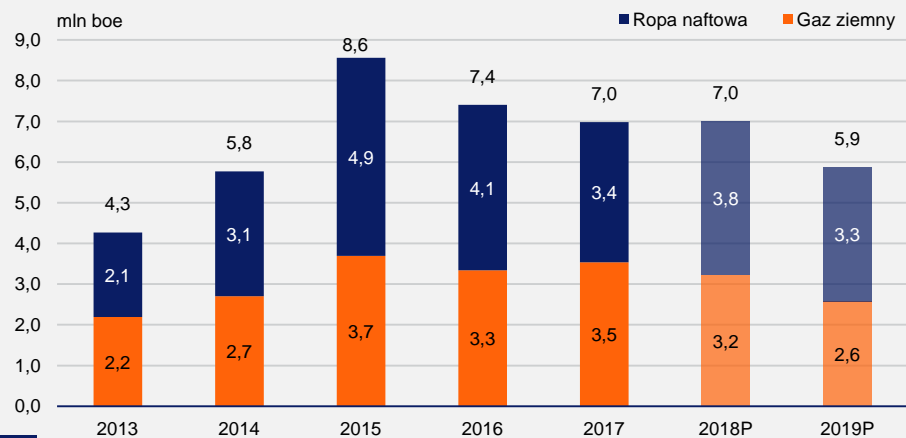
Liczba licencji 21

Koszt zakupionych licencji 360 mln USD (Skarv)  
1,95 mld NOK  
(Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog)

CAPEX Skarv (wyłącznie PGNiG) ok. 800 mln USD

Wydobywalne zasoby licencji (2P) dla PGNiG 55 mln boe (Skarv, Snadd)  
28 mln boe (Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Ærfugl, Skogul)

## > Produkcja w Norwegii



# Działalność zagraniczna – Pakistan i pozostałe

## > Aktywa: Pakistan



data umowy	18 maja 2005
udziały	PGNiG 70% Pakistan Petroleum 30%
obszar	956 km <sup>2</sup>
położenie	provincia Sindh, blok Kirthar
zobowiązania	2 odwierty, 100 km seismiki 2D (wypełnione)
szacowane zasoby	14,2 mld m <sup>3</sup> gazu (10,5 mld m <sup>3</sup> Rehman / 3,7 mld m <sup>3</sup> Rizq)

W marcu 2017: zakończono odwiert Rehman-3, a w październiku odwiert Rizq-1. W listopadzie 2017: Rehman-4 i prace przygotowawcze dla Roshan-1 i Rehman-5.

## > Pozostała aktywność zagraniczna w 2017 r.

### Prace sejsmiczne:

- > Akwizycje danych sejsmicznych: Algieria, Austria, Chorwacja, Kolumbia, Myanmar, Tunezja, Egipt, Niemcy.
- > Przetwarzanie i interpretacja danych sejsmicznych: Algieria, Austria, Hiszpania, Iran, Jemen, Norwegia, Pakistan, Szwajcaria oraz Maroko.

### Prace wiertnicze:

- > Główne obszary odwiertów: Pakistan, Kazachstan, Ukraina

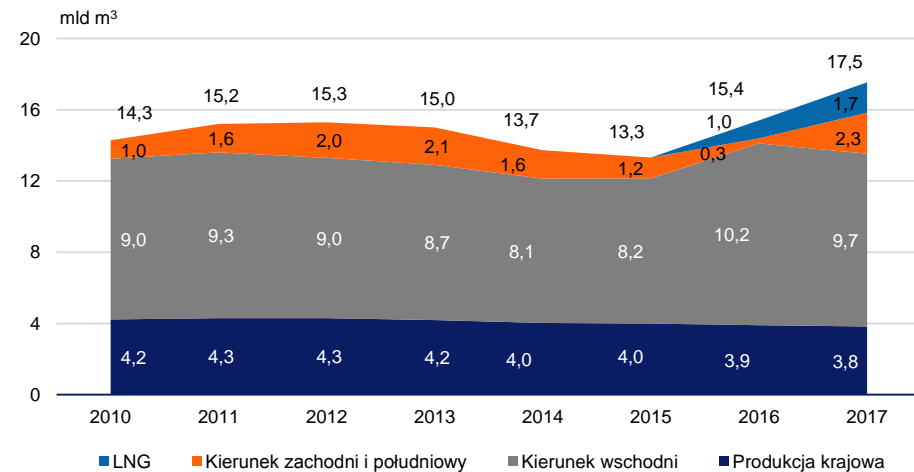
### Libia

- > Od 2008 roku jedna licencja LC113 na wydobywanie.
- > W połowie 2014 zgłoszenie siły wyższej.
- > W okresie 2017 działania ograniczające wpływ siły wyższej oraz weryfikacja perspektywiczności licencji.

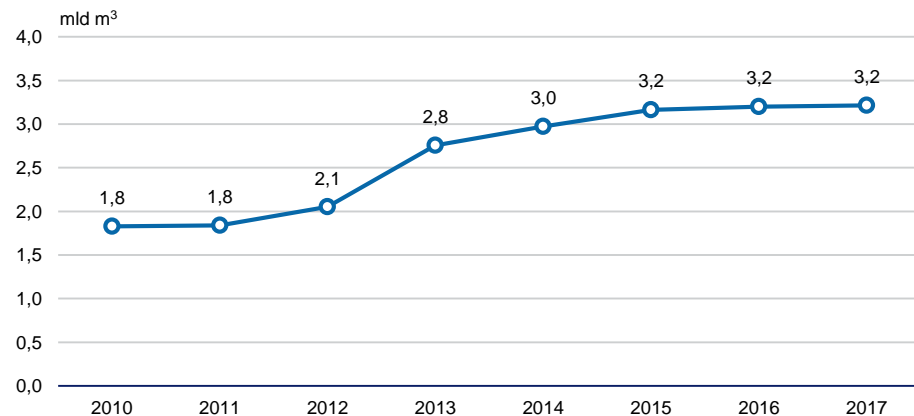
# Pozyskanie i sprzedaż gazu

- > **Działalność segmentu Obrót i Magazynowanie:**
  - > sprzedaż gazu ziemnego, importowanego i wydobytego ze złóż krajowych; magazynowanie gazu, sprzedaż i obrót energią elektr.
  - > magazynowanie gazu
- > **Rosnący rynek w Polsce: CAGR +2,7% 2005-2017**
- > **Kontrakt Jamalski z firmą Gazprom na dostawy gazu do 2022 roku:**
  - > Do 10,2 mld m<sup>3</sup> rocznie, 85% Take-or-Pay
- > **Kontrakt z Qatargas na dostawy LNG (do 2034):**
  - > 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu, 100% Take-or-Pay. Dostawy od czerwca 2016 r.
  - > umowa dodatkowa (całkowity wolumen wzrośnie do 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a w latach 2018-2020 do ok. 2,9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie)
- > **2,2 mld m<sup>3</sup> gazu sprzedanych w 2017 roku przez PST do odbiorców poza Polską**
- > **Taryfy:**
  - > Obrót gazem: Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
    - > Obrót detaliczny: Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
  - > Magazynowanie: Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC x 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA) (do marca 2018 r.)

## > Źródła zaopatrzenia PGNiG SA w gaz ziemny

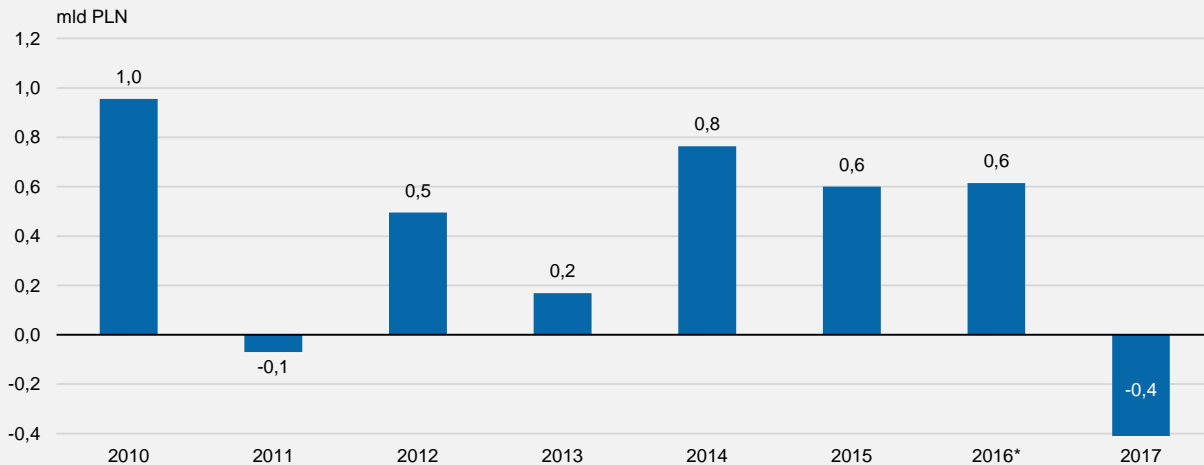


## > Pojemność magazynów



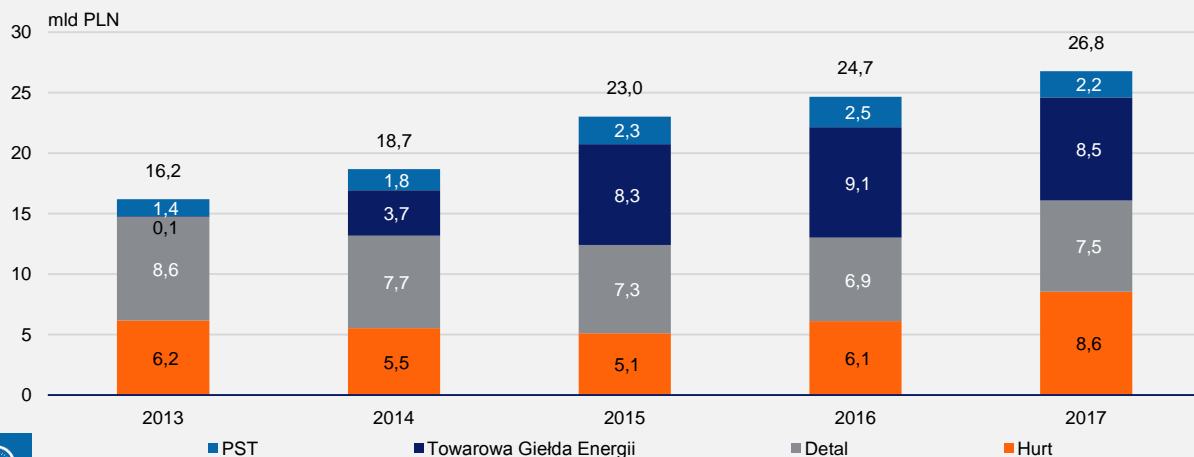
# Wyniki finansowe segmentu Obrót i Magazynowanie

## > EBITDA segmentu Obrót i Magazynowanie



\* restated

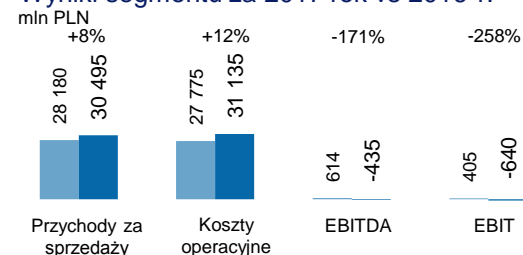
## > Sprzedaż gazu ziemnego przez PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny oraz PST



## > Wzrost przychodów spowodowany wyższymi wolumenami sprzedaży

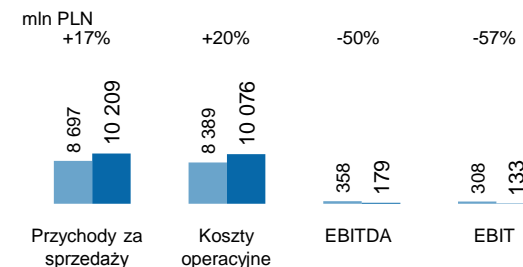
- > Przychody ze sprzedaży gazu wzrosły o 16%, głównie dzięki wzrostowi wolumenów o 13% w Q1 2018

## > Wyniki segmentu za 2017 rok vs 2016\* r.



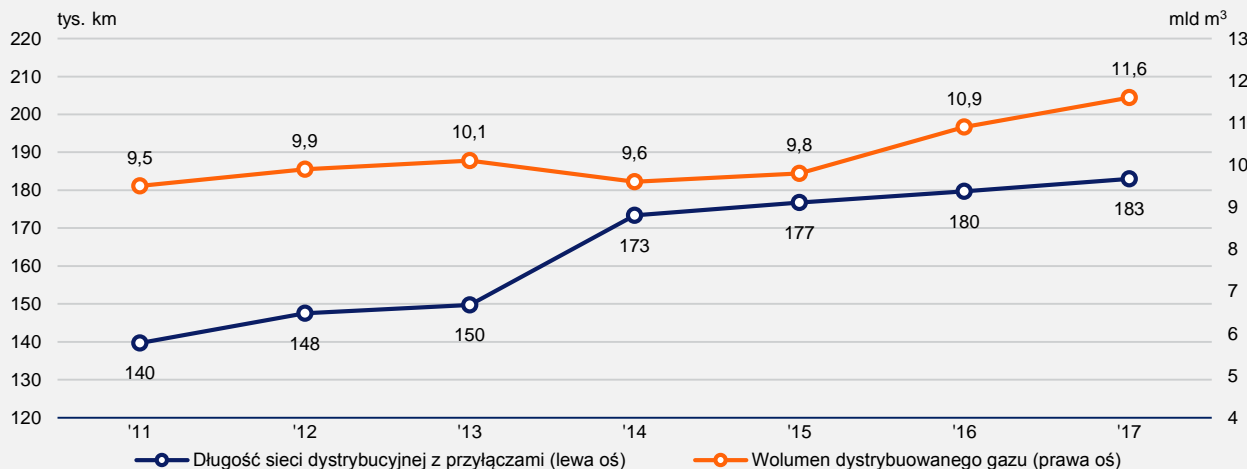
## > Wyniki segmentu za Q1 2018

Dane za Q1 2017 przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018.

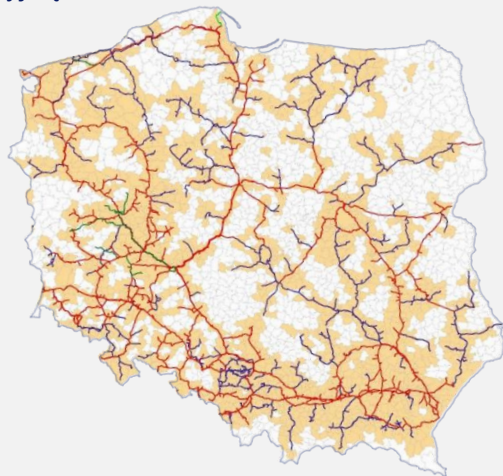


# Dystrybucja

- › Stabilny rozwój sieci i wzrost wolumenu dystrybucji gazu (+3,4% CAGR 2011-2017)



- › Pokrycie siecią dystrybucyjną



- › Polska Spółka Gazownictwa ma dominujący udział na rynku, należy do niej 96% krajowej sieci dystrybucyjnej oraz niemal 99% przyłączy
- › Dostarcza gaz od sprzedawców do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (gosp. domowych i przedsiębiorstw)
- › Segment odpowiedzialny za eksploatację, remonty i rozbudowę tej sieci

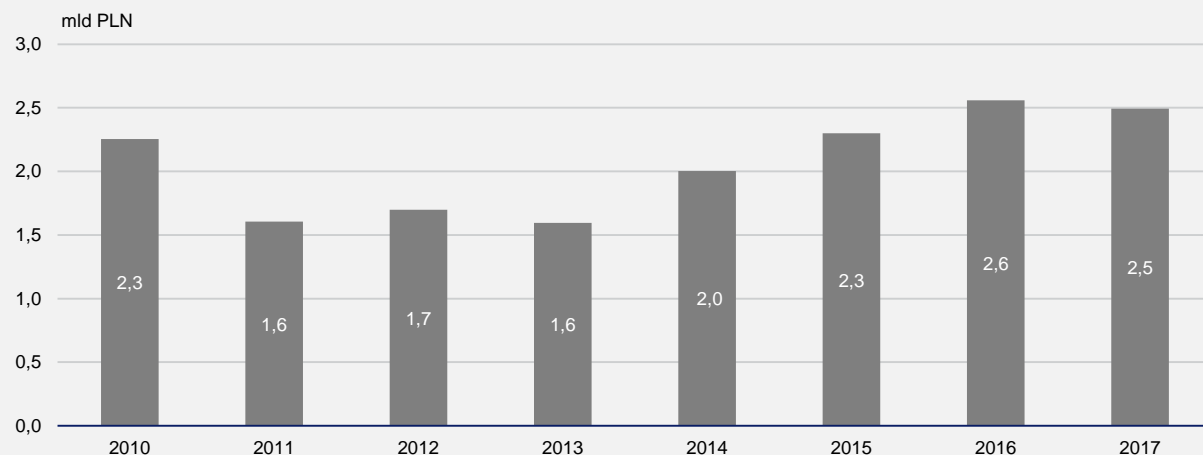
- › Taryfa:

- › Nowa taryfa nr 6 zatwierdzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w styczniu 2018 r., obowiązująca od marca 2018 r.
- › Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC x 12,1 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

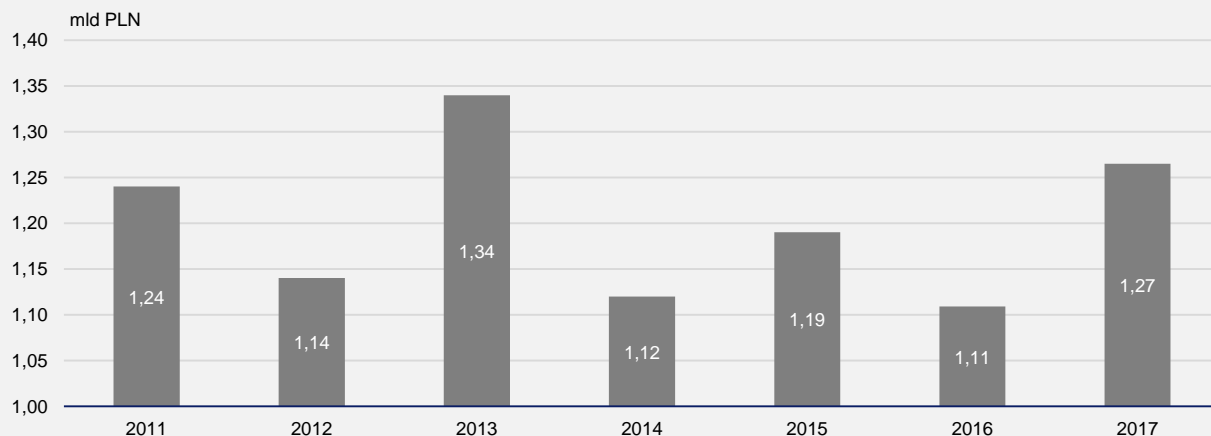


# Wyniki finansowe segmentu Dystrybucja

## > EBITDA segmentu Dystrybucja

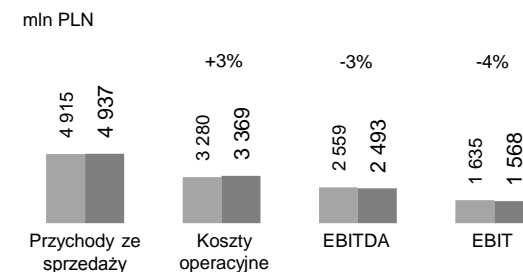


## > CAPEX segmentu



- > Wzrost wolumenu o 7% w Q1 2018 vs Q1 2017
- > Cel strategiczny PSG to wygenerowanie łącznego wyniku EBITDA na poziomie 16 mld zł w latach 2016-2022

## > Wyniki segmentu za 2017 rok vs 2016r.



## > Wyniki segmentu za Q1 2018

Dane za Q1 2017 przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 9 i MSSF 15 ze skutkiem od 1 stycznia 2018.



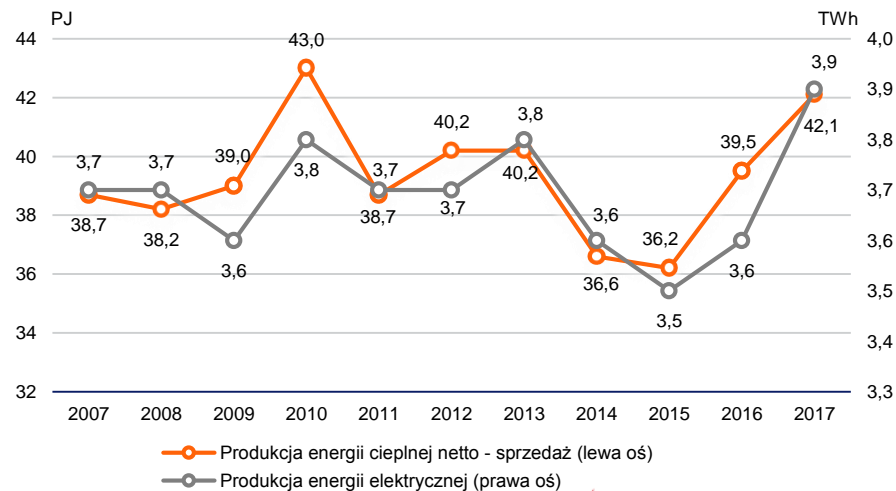
# Wytwarzanie

- > **Udział na rynku krajowym\*:**
  - > moc cieplna 10%
  - > wolumen sprzedaży ciepła 11%
- > **Udział na rynku warszawskim:**
  - > największy producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji
  - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na ciepło ok 70%
  - > szacunkowe pokrycie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną ok. 65%
  - > ciepło dostarczane do sieci miasta ok. 98%.
- > **Wydarzenia:**
  - > Styczeń 2012: przejęcie 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland za 3 mld zł (3,5 mld zł EV)
  - > Objęcie do 20,4% w kapitale zakładowym Polskiej Grupy Górniczej w wyniku inwestycji 800 mln zł
  - > Rozwój wytwarzania i dystrybucji ciepła:
    - > Kwiecień 2016: zakup od JSW SA Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej („PEC”) za 190 mln zł, m.in. 14 lokalnych ciepłowni, 260 MW mocy cieplnej
    - > Sierpień 2016: zakup od JSW SA Spółki Energetycznej „Jastrzębie” („SEJ”) za 372 mln zł, m.in. 5 Ciepłowni, 130 MW mocy wytwórczej energii elektrycznej, 540 MW mocy cieplnej.
    - > Wrzesień 2017: Połączenie PGNiG TERMIKA EP (Wcześniej SEJ) i PEC
- > **Taryfa:**
  - > System taryf benchmarkingowych na rynku ciepłowniczym z istotnym potencjał wzrostu wartości ze względu na niski koszt produkcji ciepła.

## Kluczowe dane operacyjne PGNiG Termika

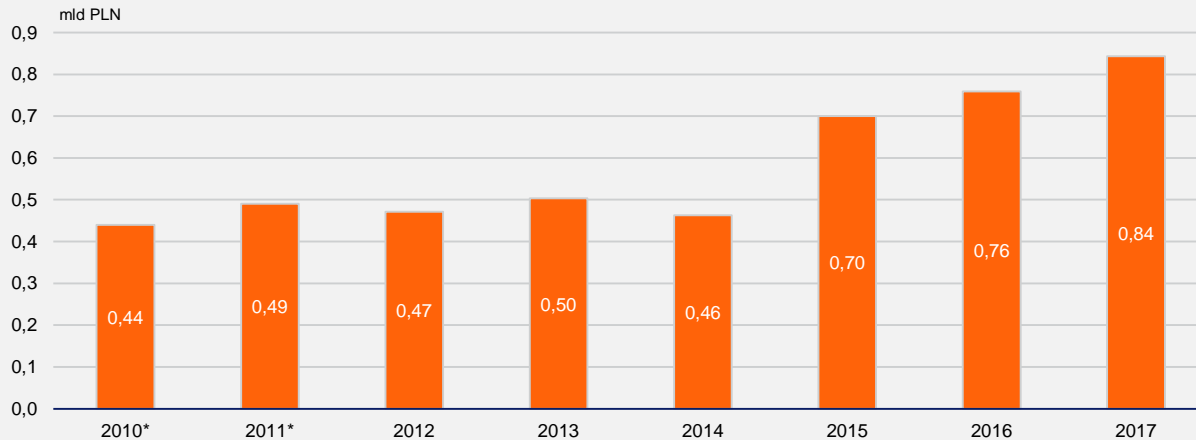
Moc zainstalowana cieplna	5,5 GWt
Moc osiągalna elektryczna	1,2 GWe
Sprzedaż ciepła (regulowana) w Q1 2018 r.	19,0 PJ
Sprzedaż energii elektrycznej (z produkcji) w Q1 2018 r.	1,5 TWh

## > Produkcja ciepła i energii elektrycznej



# Wyniki finansowe segmentu Wytwarzanie

## EBITDA segmentu Wytwarzanie



## Inwestycje

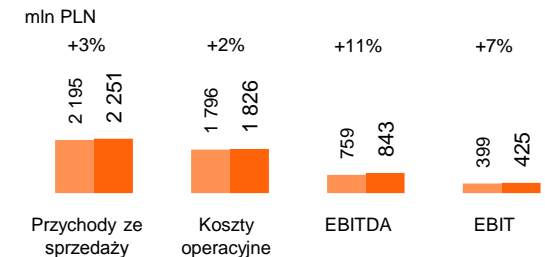
Budowa bloku gazowego 497 MWe, w Warszawie na Żeraniu (2020)

Elektrociepłownia kogeneracyjna Stalowa Wola (IV kwartał 2019 r.)

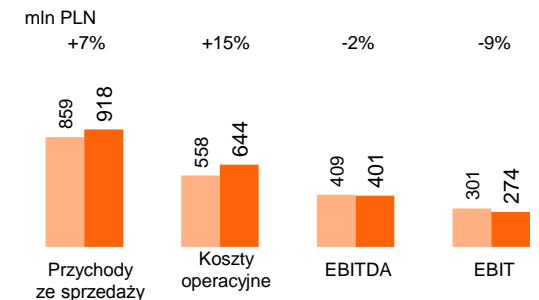
- 50/50 JV PGNiG i Tauron Polska Energia: Nakłady inwestycyjne 1,6 mld zł, finansowane w formule „project finance”
- Umowa na sprzedaż energii elektrycznej. PGNiG dostarczy 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu przez 14 lat
- Moc bloku gazowego: 450 MWe oraz 240 MWt
- W styczniu 2016 r. odstąpiono od umowy oraz nałożono kary umowne na generalnego wykonawcę w związku z nienależytym wykonywaniem kontraktu
- Porozumienie w sprawie kluczowych warunków wstępnych restrukturyzacji projektu zostało podpisane w październiku 2016 r., Dostosowując istniejące umowy handlowe ECSW do oczekiwanej daty rozpoczęcia działalności komercyjnej i aktualnych warunków rynkowych.
- Badanie statusu projektu zakończyło się w 2016 r. Projekt zostanie wznowiony przez wyspecjalizowaną firmę, odpowiedzialną za wspieranie jej koordynacji na podstawie EPCM.
- Umowa kredytowa o wartości 900 mln ECSW z Bankiem Gospodarstwa Krajowego i PGNiG (450 mln PLN od każdego kredytodawcy) na refinansowanie zadłużenia ECSW na rzecz PGNiG i Tauron Polska Energia w kwocie 600 mln PLN oraz 300 mln PLN na sfinansowanie dalszych wydatków kapitałowych ECSW.

- Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła R/R o 4% do poziomu 571 mln PLN w Q1 2018
- Wzrost przychodów ze sprzedaży Ee z wytwarzania R/R o 14% do poziomu 263 mln PLN w związku ze wzrostem wolumenu sprzedaży o 6% w Q1 2018

## Wyniki segmentu za 2017 rok vs 2016r.



## Wyniki segmentu za Q1 2018



\* 2010-2011 Według polskich standardów rachunkowości. 2012-2013 dane przed wewnętrznymi eliminacjami



# Strategia, nakłady

# Strategia GK PGNiG na lata 2017-2022

**Nowa strategia Grupy PGNiG na lata 2017–2022 (z perspektywą do 2026 r.)**

## #1

### Misja

Jesteśmy zaufanym dostawcą energii dla domu i biznesu

## #2

### Wizja

Odpowiedzialnie i efektywnie dostarczamy innowacyjne rozwiązania energetyczne

## #3

### Cel nadrzędny

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej

### Zaufany

Nasi klienci polegają na wysokiej jakości i wiarygodności świadczonych usług

### Dostawca energii

Kompleksowo zaspakajamy potrzeby energetyczne klientów (gaz + prąd + ciepło + inne/usługi)

### Dom i biznes

Dbamy i cenimy wszystkich naszych klientów - gospodarstwa domowe, firmy i instytucje

### Odpowiedzialnie

Działamy przejrzysto w oparciu o zasady odpowiedzialności społecznej

### Efektywnie

Jesteśmy zoptymalizowani procesowo i kosztowo

### Innowacyjne rozwiązania

Jesteśmy liderem innowacyjności w branży energetycznej

### Wzrost wartości

Naszą nadrzędną aspiracją jest kreowanie wartości dodanej dla naszych akcjonariuszy i klientów

### Stabilność finansowa

Dążymy do zapewnienia długoterminowej stabilności finansowej i wiarygodności kredytowej



# Podstawowe cele strategiczne Grupy

## Cel nadrzędny

wzmocnienie pozycji konkurencyjnej Grupy przy jednoczesnym wsparciu rozwoju i zapewnieniu bezpieczeństwa rynku gazu w Polsce

### Silna pozycja konkurencyjna PGNiG

Nowe kierunki dostaw gazu w celu wzmocnienia pozycji konkurencyjnej w po wygaśnięciu „jamału” w roku 2022

Inwestycje produkcyjne w Norwegii ukierunkowane na zwiększenie wydobycia gazu do ok. 2,5 mld m<sup>3</sup> rocznie po 2022 roku

Udział w projekcie Korytarza Norweskiego w celu zapewnienia możliwości bezpośredniego importu gazu z Norwegii

Rozwój handlu („tradingu”) gazem i LNG dla poprawy konkurencyjności PGNiG na europejskim i krajowym rynku gazu

### Rozwój rynku gazu w Polsce

Przyspieszenie rozwoju sieci dystrybucyjnej w celu zwiększenia dynamiki przyłączeń nowych odbiorców oraz wzrostu rynku gazu

Intensyfikacja działalności upstream w Polsce w kierunku odbudowy zasobów oraz utrzymania wysokiego poziomu wydobycia

Istotna poprawa standardów obsługi klientów poprzez digitalizację kanałów obsługowych oraz poszerzenie oferty

Wzrost wartości GK PGNiG oraz zapewnienie stabilności finansowej



# Aspiracje w kluczowych obszarach działalności



## 1. Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów węglowodorów o 35% (do 1 208 mln boe w 2022)
- > Zwiększenie łącznego poziomu wydobycia węglowodorów o 41% (do 55 mln boe w 2022)



## 2. Obrót hurtowy

- > Zdywersyfikowany portfel dostaw gazu ziemnego po roku 2022
- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży gazu ziemnego o 7% (do 178 TWh w 2022)
- > Skumulowany wolumen sprzedaży gazu ziemnego na rynku hurtowym w kraju i zagranicą na poziomie 1000 TWh



## 3. Obrót detaliczny

- > Maksymalizacja marży w obrocie detalicznym
- > Utrzymanie łącznego wolumenu sprzedaży gazu ziemnego na poziomie 67-69 TWh/rok



## 4. Magazynowanie

- > Zabezpieczenie pojemności magazynowych dostosowanych do popytu
- > Wzrost efektywności obszaru magazynowania



## 5. Dystrybucja

- > Ponad 300 tys. nowych przyłączy w latach 2017-2022
- > Zwiększenie dynamiki rocznego przyrostu liczby przyłączy o 17%
- > Zwiększenie wolumenu dystrybucji gazu ziemnego o 16%



## 6. Energetyka i ciepłownictwo

- > Zwiększenie wolumenu sprzedaży ciepła i energii o 20% (do 18 TWh w 2022)

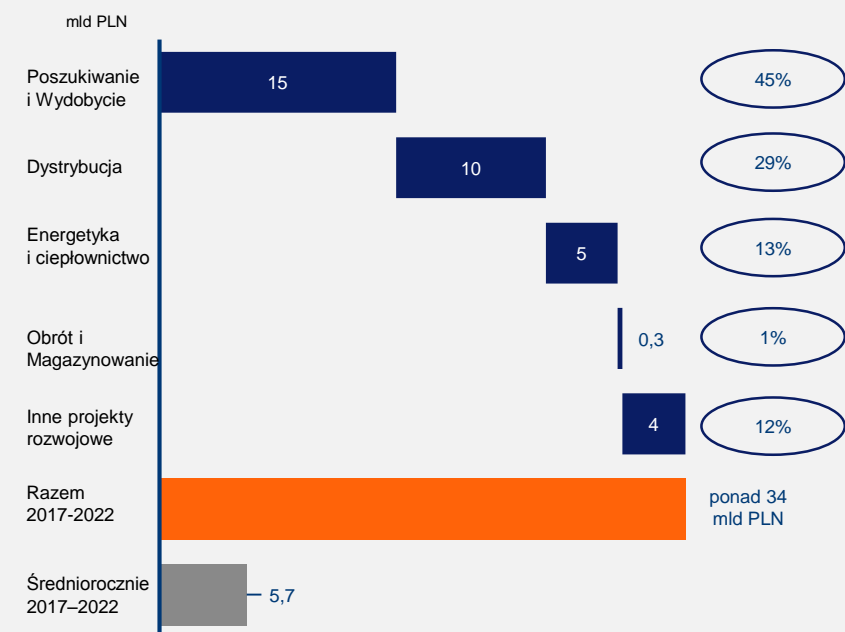


## 7. Centrum Korporacyjne

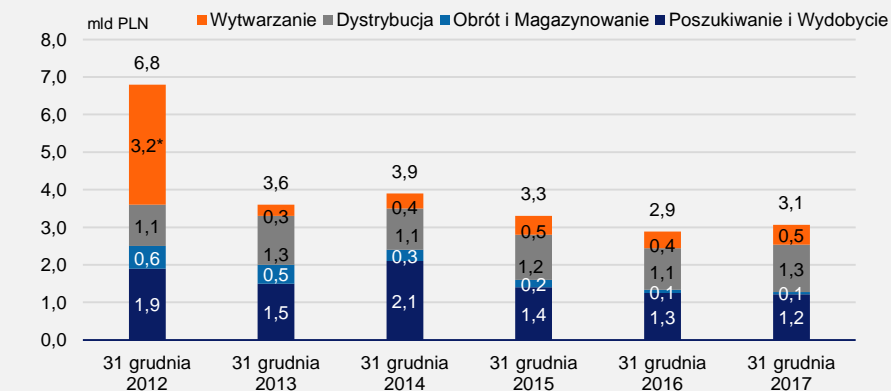
- > Efektywna realizacja projektów R&D&I oraz wzmocnienie wizerunku Grupy
- > Poprawa efektywności operacyjnej Grupy PGNiG

# CAPEX oraz EBITDA w latach 2017-2022

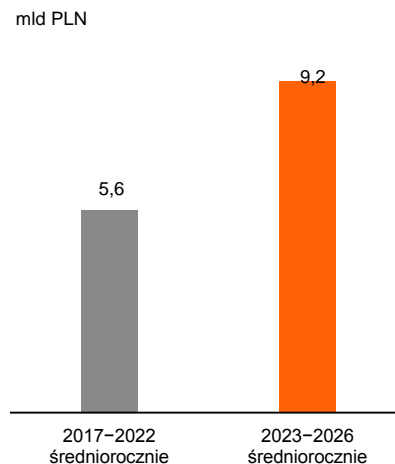
## > CAPEX w latach 2017-2022



## > CAPEX w latach 2012-2017



## > EBITDA w latach 2017-2022



- > Skumulowany wynik EBITDA około 33,7 mld PLN
- > Ambitny program inwestycyjny umożliwi długoterminowy wzrost wyniku EBITDA Grupy, szczególnie w latach 2023-2026 (ok. 9,2 mld PLN średniorocznie)
- > Utrzymanie bezpiecznego poziomu zadłużenia (stosunek dług netto/EBITDA nie wyższy niż 2,0)

- > Blisko połowa nakładów inwestycyjnych (45%) dotyczyć będzie obszaru poszukiwania i wydobywania
- > Średnioroczne nakłady inwestycyjne w latach 2017-2022 na poziomie około 5,7 mld PLN

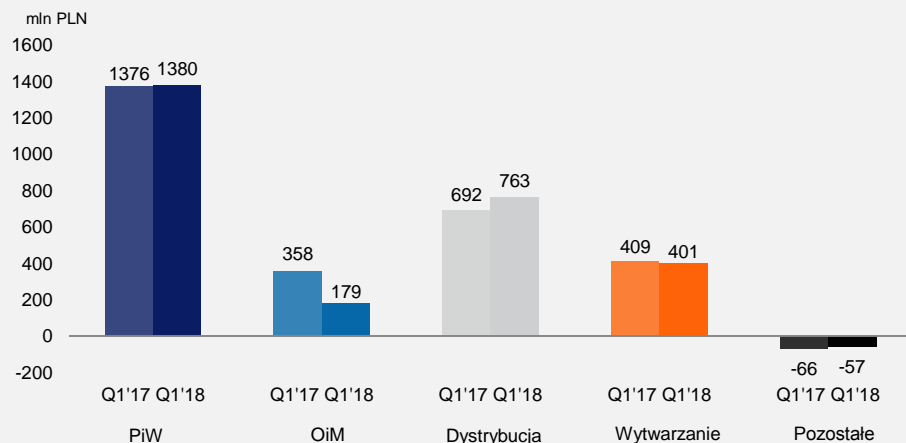




# Załączniki

# Podstawowe wyniki finansowe Q1 2018

## > EBITDA Grupy w podziale na segmenty w Q1 2017 vs Q1 2018



## Poszukiwanie i Wydobywanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu R/R o 107 mln PLN (+10%).
- > Koszt odwiertów negatywnych w Q1 2018: -244 mln PLN wobec -17 mln PLN w Q1 2017.
- > Rozwiązanie odpisów na majątek trwały w Q1 2018: +241 mln PLN wobec +5 mln PLN w Q1 2017.

## Obrót i Magazynowanie

- > Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 16% głównie za sprawą wzrostu wolumenu o 13% R/R.
- > W Q1 2018 wpływ rozwiązania odpisu na zapasie gazu: +25 mln PLN (głównie z tytułu wyceny rynkowej gazu w terminalu LNG). W Q1 2017 zwiększenie odpisu na zapasie gazu na poziomie -35 mln PLN.

## Dystrybucja

- > Wzrost wolumenu dystrybucji o 7% R/R w Q1 2018 i przychodów z usługi dystrybucyjnej o 5% R/R.

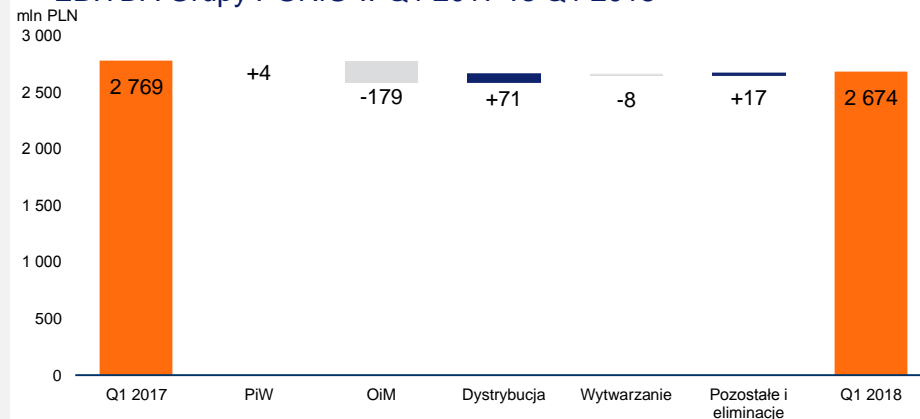
## Wytwarzanie

- > Wzrost wolumenów sprzedaży: energii elektrycznej o 6% R/R (z własnej produkcji) oraz ciepła o 5% R/R.

[mln PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Przychody ze sprzedaży	11 615*	<b>13 247</b>	14%
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 846*	<b>-10 573</b>	20%
EBITDA	2 769	<b>2 674</b>	-3%
Amortyzacja	-695	<b>-669</b>	-4%
EBIT	2 074	<b>2 005</b>	-3%
Wynik na działalności finansowej	19	<b>40</b>	106%
Zysk netto	1 599	<b>1 566</b>	-2%

\*Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15

## > EBITDA Grupy PGNiG w Q1 2017 vs Q1 2018\*\*



\*\*Eliminacje w Q1 2018: +8 mln PLN oraz w Q1 2017: 0 mln PLN



# Koszty operacyjne w Q1 2018 vs Q1 2017

[mln PLN]	Q1 2017	Q1 2018	Δ%
Koszt sprzedanego gazu	-6 749	<b>-8 215</b>	22%
Paliwa do produkcji ciepła i energii	-293	<b>-355</b>	21%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	-350	<b>-438</b>	25%
Świadczenia pracownicze	-640	<b>-669</b>	5%
Usługa przesyłowa	-260*	<b>-269</b>	3%
Pozostałe usługi obce	-358*	<b>-392</b>	9%
<i>Usługi regazyfikacji LNG</i>	-87	<b>-89</b>	2%
Podatki i opłaty	-524	<b>-557</b>	6%
Pozostałe przychody i koszty operacyjne netto**	167	<b>112</b>	-33%
<i>Zmiana stanu odpisów na zapasy</i>	-19	<b>63</b>	-4x
<i>Zmiana stanu rezerw</i>	-63	<b>-92</b>	-46%
Odpisy z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych oraz ich odwrócenie	2	<b>-4</b>	3x
<i>Koszt odwiertów negatywnych i sejsmiki</i>	-17	<b>-244</b>	14x
<i>Odpisy aktualizujące wartość składników majątku trwałego</i>	20	<b>240</b>	12x
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	159	<b>214</b>	35%
Amortyzacja	-695	<b>-669</b>	-4%
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>-9 541*</b>	<b>-11 242</b>	18%
<i>Koszty operacyjne bez kosztu sprzedanego gazu</i>	<i>-2 792*</i>	<i><b>-3 027</b></i>	8%

## Komentarz:

- Wzrost kosztów sprzedanego gazu R/R o 1,5 mld PLN (+22%) w związku ze wzrostem notowań ropy i gazu.
- Wyższe R/R koszty odwiertów negatywnych (-244 mln PLN). W Q1 2018 spisano 7 odwiertów negatywnych. W Q1 2017 spisano 3 odwierty negatywne (-17 mln PLN).
- Rozwiązanie odpisu z tytułu utraty wartości majątku trwałego na poziomie 240 mln PLN. W Q1 2017 rozwiązanie odpisów na niskim poziomie 20 mln PLN.
- Niższa R/R amortyzacja (Q1 2018: -669 mln PLN vs Q1 2017: -695 mln PLN), przede wszystkim na skutek niższej amortyzacji w Norwegii w Q1 2018 vs Q1 2017 o 40 mln PLN (-29%).
- Niższe R/R pozostałe przychody i koszty operacyjne w Q1 2018 m.in. za sprawą rozwiązania odpisu na zapasie gazu na poziomie 25 mln PLN wobec zwiększenia odpisu o 35 mln PLN w Q1 2017 oraz niższego poziomu rezerw na świadectwa pochodzenia energii (-43 mln PLN w Q1 2018 vs -82 mln PLN w Q1 2017).
- Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej: +52 mln PLN w Q1 2018 vs -74 mln PLN w Q1 2017.
- Wynik na instrumentach pochodnych w pozostałych kosztach operacyjnych netto: -43 mln PLN w Q1 2018 vs +53 mln PLN w Q1 2017.
- Koszty transakcji zabezpieczających ceny gazu, w tym głównie z tytułu zakupu gazu: +4 mln PLN w Q1 2018 vs +45 mln PLN w Q1 2017.

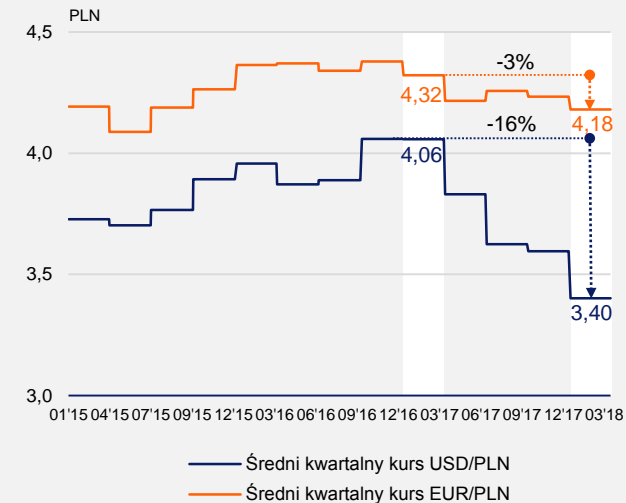


\* Dane przekształcone do porównywalności w związku z zastosowaniem nowego standardu sprawozdawczości finansowej MSSF 15.

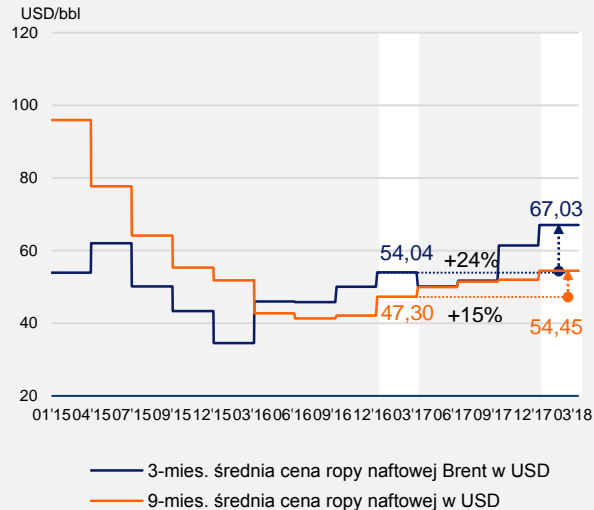
\*\* Pozostałe koszty operacyjne w powyższym zestawieniu nie uwzględniają kosztów z tytułu podatków i opłat oraz odpisów z tytułu utraty wartości rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych.

# Czynniki wpływające na wynik finansowy

## > Silniejszy PLN wobec EUR i USD R/R

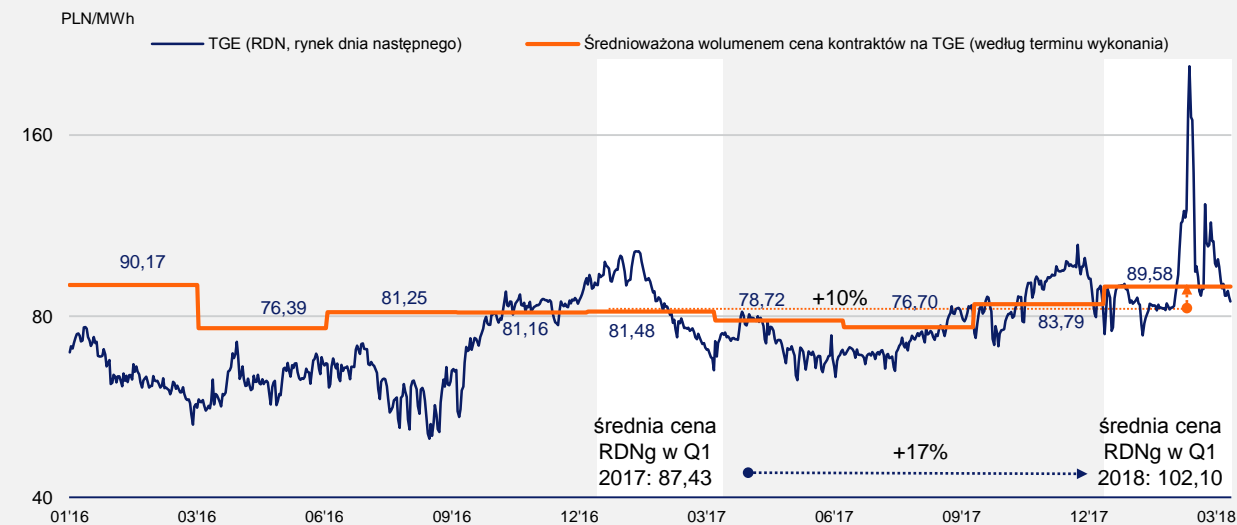


## > 9-miesięczna średnia cen ropy wzrosła w Q1 2018 o 15% R/R



- > Wzrost przychodów ze sprzedaży na skutek wysokich wolumenów sprzedaży gazu, przy rosnącym jednostkowym koszcie pozyskania gazu.

## > Ceny gazu TGE RDN oraz średnia cena kontraktów ważonych wolumenem



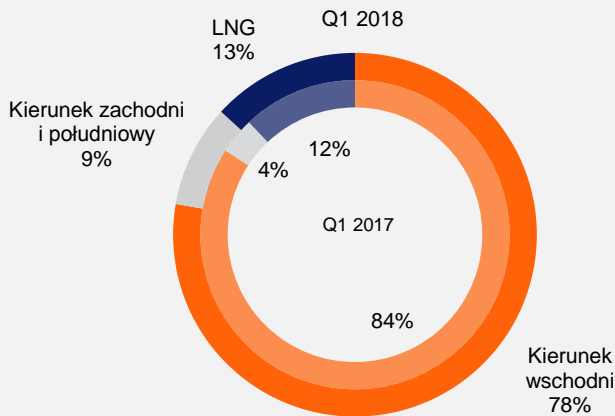
## Uwagi:

- > Cena sprzedaży na TGE: dominujące pod względem wolumenu terminy kontraktów gazowych na TGE i innych giełdach gazu to kontrakty kwartalne, sezonowe (lato/zima) i roczne. Rynek kontraktów terminowych miesięcznych i tygodniowych oraz rynek spot pełnią funkcję uzupełniającą.
- > Ważoną wolumenem średnią kwartalną cenę kontraktów na TGE obliczono na podstawie kwotowań kontraktów z datą realizacji przypadającą na dany kwartał.



# Sprzedaż i struktura importu gazu

## > Import gazu do Polski



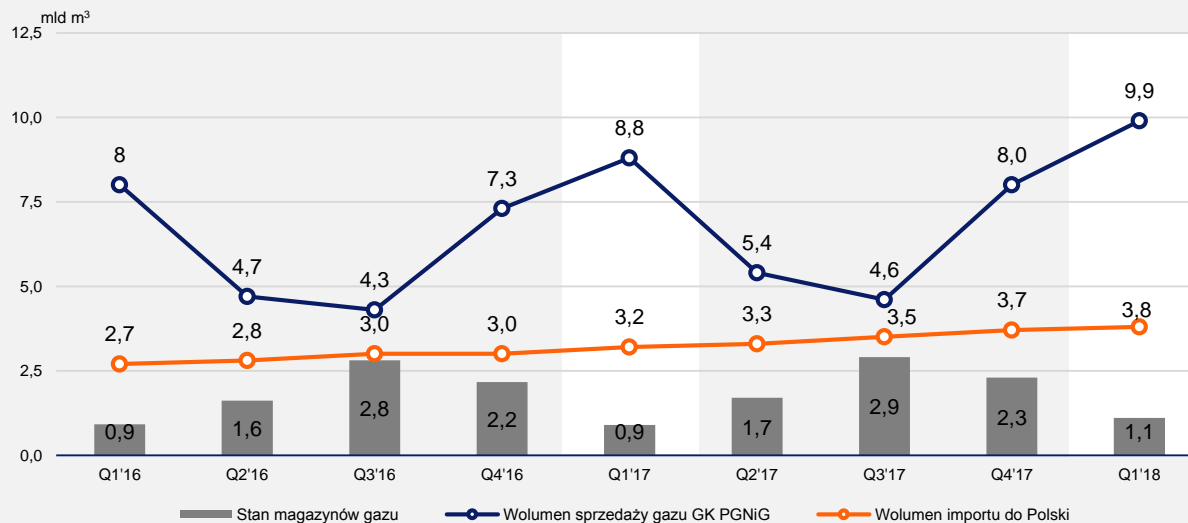
## > Sprzedaż gazu poza GK PGNiG według spółek

[mln m <sup>3</sup> ]	1Q 2017	1Q 2018	Δ%
Grupa PGNiG:	8 781	<b>9 905</b>	+13%
<i>PGNiG SA</i>	5 387	<b>5 944</b>	+10%
<i>PGNiG OD</i>	2 744	<b>2 963</b>	+8%
<i>PST</i>	649	<b>998</b>	+54%

> Spadek udziału kierunku wschodniego przy wzroście udziału kierunku zachodniego i południowego oraz LNG w strukturze importu w Q1 2018.

> Sprzedaż gazu Grupy PGNiG w Q1 2018 wyższa R/R o 1,1 mld m<sup>3</sup>. Wyższy poziom sprzedaży do odbiorców przemysłowych, głównie: rafinerie i petrochemia oraz elektrownie i ciepłownie.

## > Sprzedaż gazu Grupy PGNiG, stan magazynów i wolumen importu

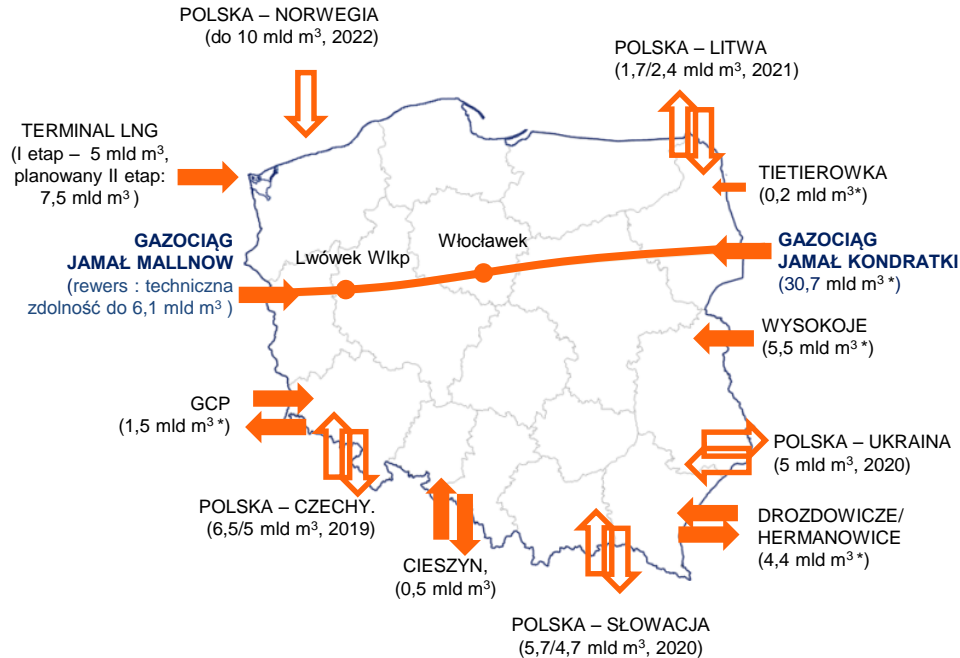


## Komentarz:

> Zapas LNG w terminalu: 96 mln m<sup>3</sup> po regazyfikacji (stan na 31.03.2018 r.).

# Kierunki dostaw gazu

## > Interkonektory

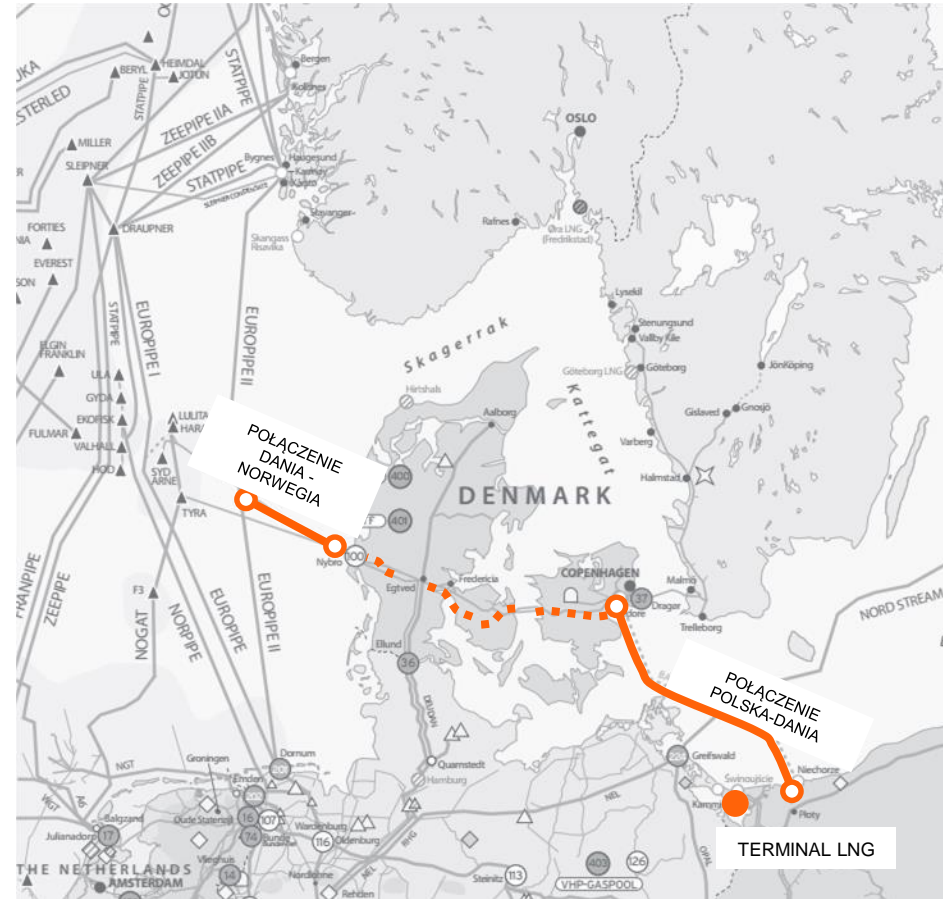


\* Przepustowość techniczna

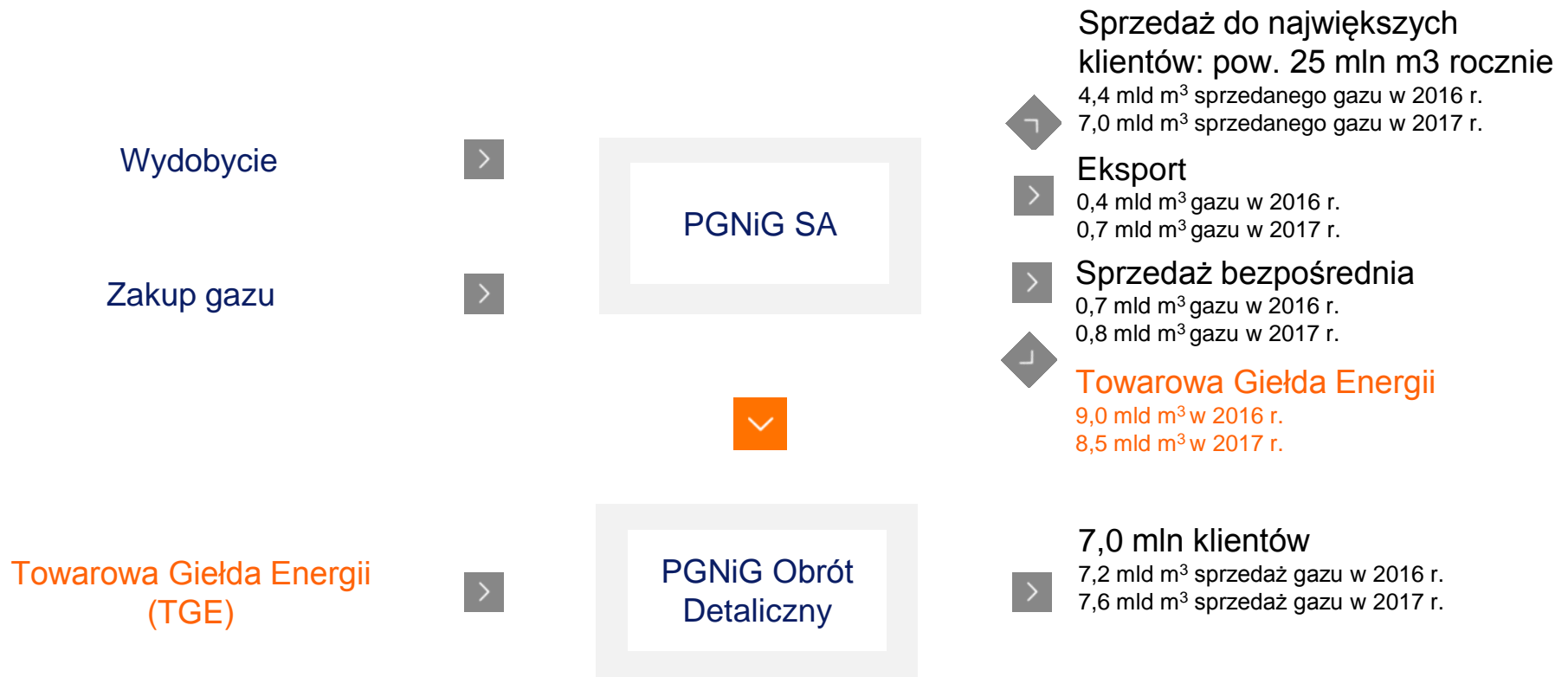
➔ Połączenia istniejące

➡ Połączenia planowane, w trakcie budowy (przepustowość do/z polskiego systemu)

## > Projekt Bramy Północnej



# Obrót i sprzedaż detaliczna gazu



Sprzedaż na TGE realizowana przez PGNiG SA oraz zakupy na TGE przez PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która rozpoczęła działalność operacyjną 1 sierpnia 2014 roku, **nie podlegają eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym** i są wykazywane w segmencie Obrót i Magazynowanie.

# Zmiany na polskim rynku gazu

Wolumen sprzedaży gazu (mln m <sup>3</sup> )	2014	2015	2016	2017
Grupa PGNiG ogółem	18,6	23,0	<b>24,3</b>	<b>26,8</b>
PGNiG SA (bez Pakistanu)	13,8	13,2	<b>14,5</b>	<b>16,9</b>
<i>w tym PGNiG SA poprzez TGE</i>	3,7	8,1	<b>9,0</b>	<b>8,4</b>
PGNiG Obrót Detaliczny	3,0	7,5	<b>7,3</b>	<b>7,6</b>

- > Liberalizacja rynku gazu wpływa na udział PGNiG w imporcie oraz strukturę sprzedaży

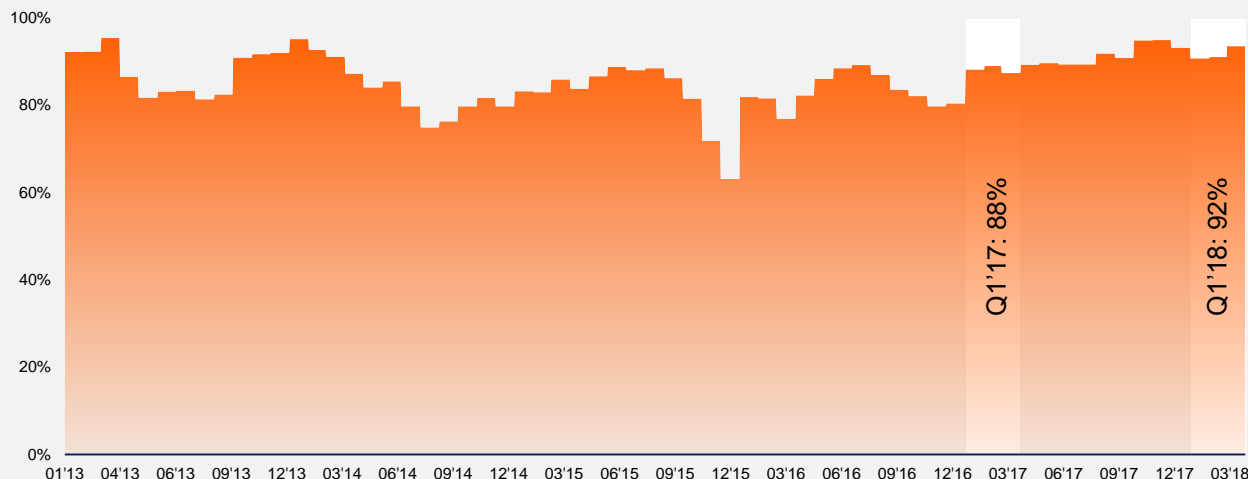
## Komentarz:

- > Od 01.08.2014 r. wolumen sprzedaży gazu przez Grupę PGNiG zawiera zarówno sprzedaż giełdową PGNiG SA, jak i sprzedaż PGNiG OD do klientów końcowych i na giełdzie.
- > Gaz zaazotowany został ujęty w tabeli w ekwiwalencie gazu E.

## \* Uwagi:

- > Wykres przedstawia udział PGNiG SA w przepływach gazu do Polski na punktach OGP Gaz-System (bez uwzględnienia tranzytu gazociągiem jamalskim oraz bez eliminacji eksportu), dane miesięczne. Wzrost udziału PGNiG w imporcie zauważalny w 1Q16 spowodowany przede wszystkim przez spadek eksportu na Ukrainę.
- > Dane na wykresie nie wskazują na udział w polskim rynku gazu. Pochodzą one z publikowanych przez OGP Gaz-System wolumenów gazu przesyłanych przez interkonektory.

## > Udział PGNiG w imporcie gazu do Polski\*

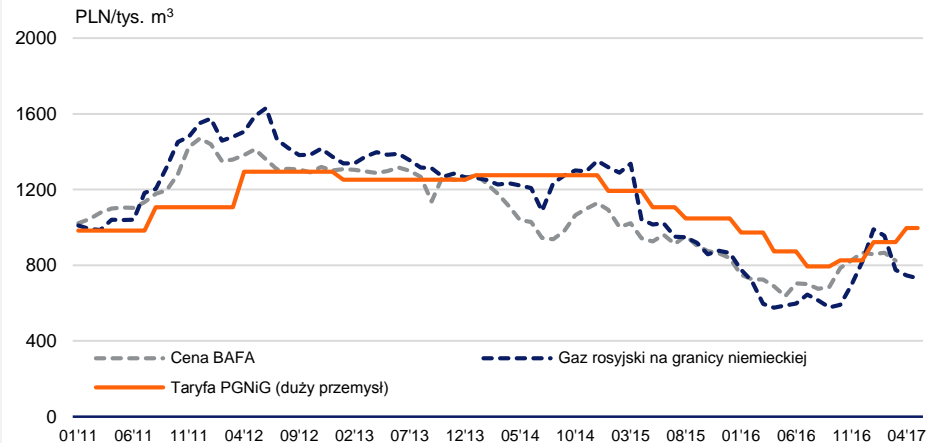




# Model taryfowy w Polsce

Typ działalności	Mechanizm regulacji
Sprzedaż bezpośrednia	Brak
Obrót gazem	Koszty pozyskania gazu + koszty operacyjne + marża
Obrót detaliczny	Baza kosztowa PGNiG Obrót Detaliczny m.in. koszt pozyskania gazu na TGE
Obrót hurtowy	Baza kosztowa PGNiG SA m.in. Koszt importu + koszt wydobycia (z uwzględnieniem zwrotu z kapitału w działalność wydobyczą)
Magazynowanie (do marca 2018)	Koszt + zwrot z kapitału (6,0% WACC × 3,6 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)
Dystrybucja (od 2018)	Koszt + zwrot z kapitału (6,2% WACC × 12,1 mld zł wartości regulowanej aktywów WRA)

> Średnia importowa cena gazu do Niemiec wg BAFA, cena gazu rosyjskiego na granicy niemieckiej oraz taryfa PGNiG



> Harmonogram deregulacji rynku gazu w Polsce



> Zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw obrotu w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym w: i) punkcie wirtualnym, (ii) w formie LNG lub CNG, oraz (iii) w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych zgodnie z przepisami Ustawy Zamówień Publicznych.

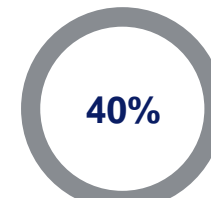
> Zwolnienie z obowiązku taryfikacji dla przedsiębiorstw obrotu dostarczających gaz dla innych klientów biznesowych (w tym większych przedsiębiorstw przemysłowych i małych i średnich przedsiębiorstw).

> Utrzymanie obowiązku taryfowego dla podmiotów obrotu oferujących gaz gospodarstwom domowym.

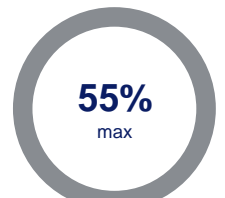
> Poziomy obligo giełdowego



W 2013 r.



Od 1 stycznia 2014 r.

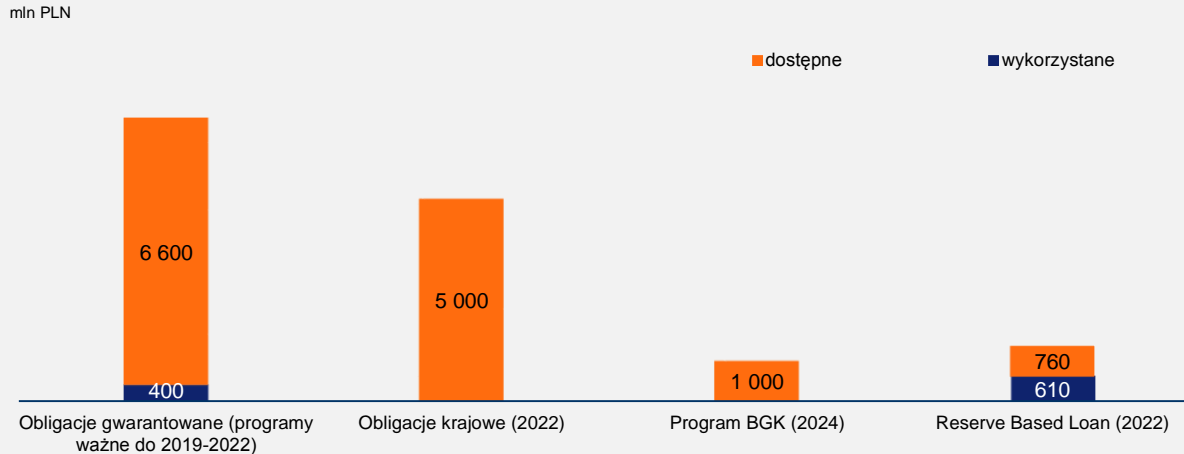


Od 1 stycznia 2015 r.

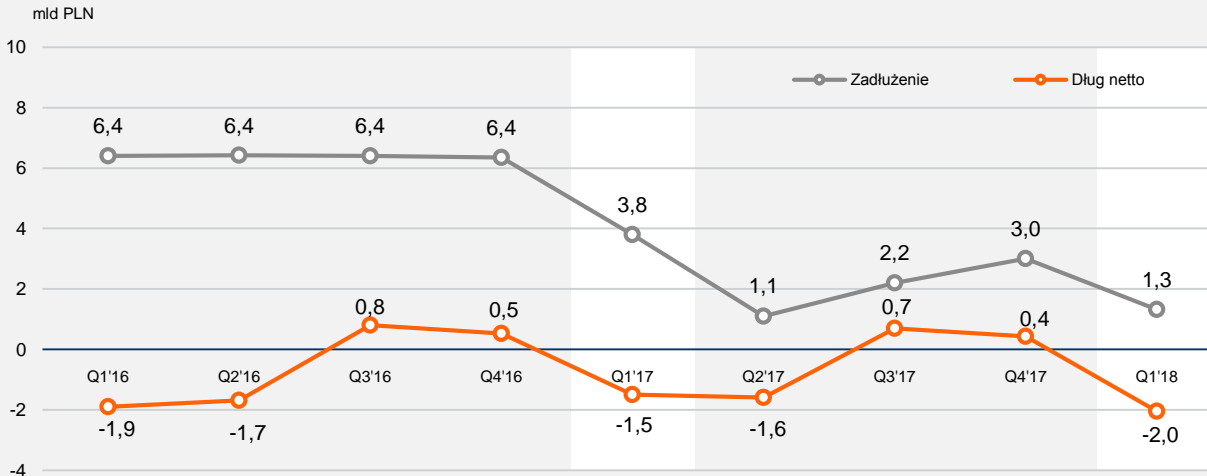
> Urząd Regulacji Energetyki zaproponował liberalizowanie polskiego rynku gazu poprzez „obligo giełdowe”, czyli wolumen gazu ziemnego, który powinien zostać sprzedany przez spółkę obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. URE zamierza stopniowo znosić taryfy dla poszczególnych segmentów wśród odbiorców przemysłowych.

# Zadłużenie i źródła finansowania

## > Źródła finansowania (stan na 31.03.2018 r.)



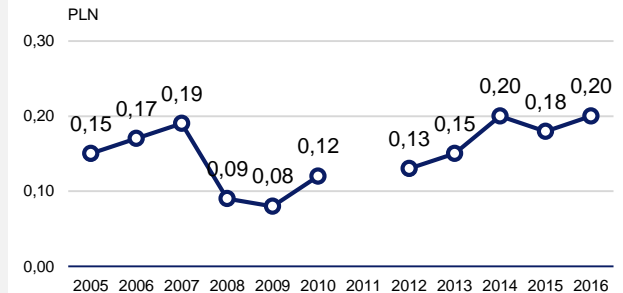
## > Zadłużenie na koniec kwartału



## Komentarz:

- > 21 grudnia 2017 r. PGNiG TERMIKA w związku z niedopasowaniem programu inwestycyjnego z Programem Emisji Obligacji z dnia 4 lipca 2012 r. do kwoty 1,5 mld PLN (PEO) zawarła porozumienia rozwiązujące PEO, w wyniku czego łączna pula obligacji gwarantowanych wynosi 7 mld PLN.
- > W dniu 21 grudnia 2017 r. PGNiG S.A. podpisał umowę programu emisji obligacji do kwoty 5 mld PLN. Organizatorami emisji są: ING Bank Śląski S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A. oraz Bank BGŻ BNP Paribas S.A.

## > Dywidenda na akcje

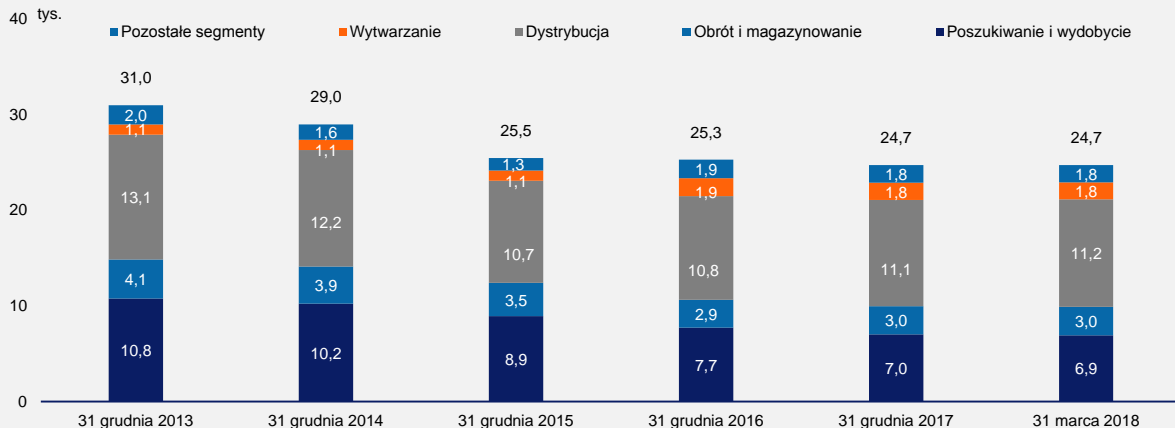


- > Założenie Strategii: wypłata do 50% skonsolidowanego zysku netto w postaci dywidendy w latach 2017-2022 (przy założeniu stabilnej sytuacji finansowej, zabezpieczenia potrzeb inwestycyjnych).

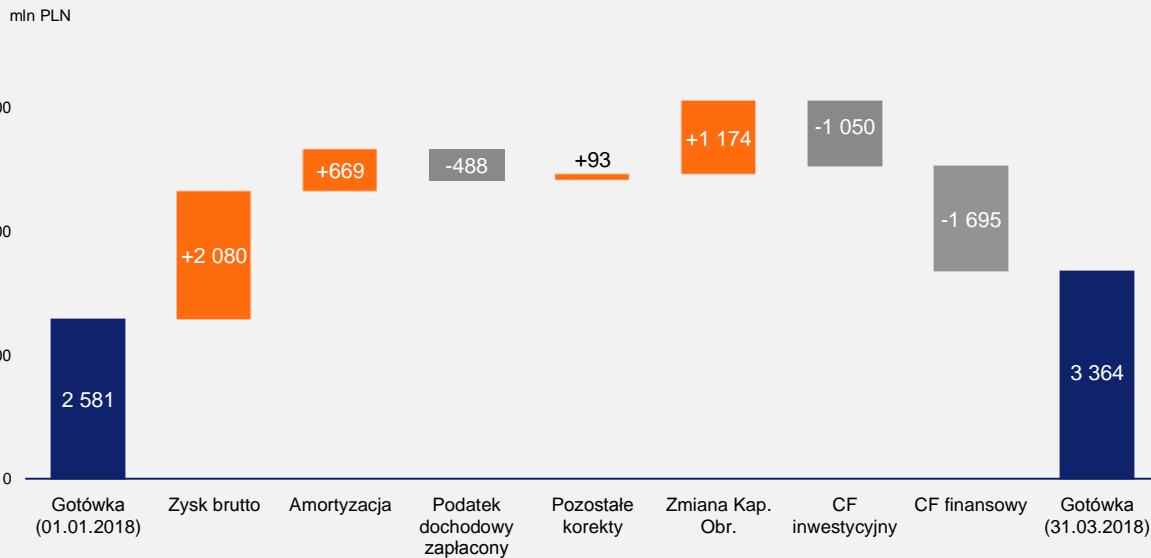


# Bilans, rachunek przepływów pieniężnych, wskaźniki finansowe i zatrudnienie

## Zatrudnienie (stan na dzień 31.03.2018 r.)\*



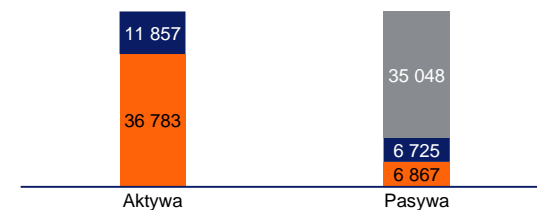
## Skonsolidowane przepływy pieniężne (01.01.2018 r. - 31.03.2018 r.)



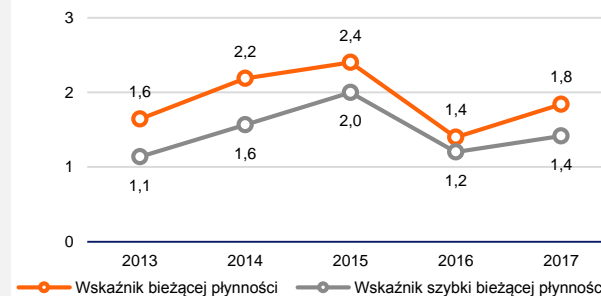
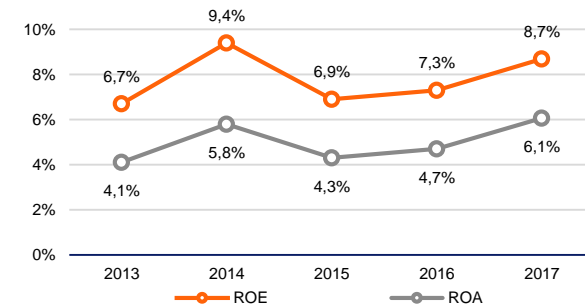
\*Zmiana prezentacji danych centrum korporacyjnego, w wyniku czego nastąpiły zmiany w segmencie Obrót i Magazynowanie oraz Pozostałe segmenty w 2016 r.

## Bilans Grupy (stan na 31.03.2018 r.)

mln PLN ■ Długoterminowe ■ Krótkoterminowe ■ Kapitał własny



## Rentowność i wskaźniki płynności



# Wolumeny operacyjne

## WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO GK PGNiG [mln m<sup>3</sup>]

	Q1 2018	FY 2017	Q4 2017	Q3 2017	Q2 2017	Q1 2017	FY 2016	Q4 2016	Q3 2016	Q2 2016	Q1 2016
GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	464	1 863	461	459	469	474	1 919	473	449	487	509
<i>w tym w Polsce</i>	323	1 315	335	325	327	328	1 401	347	346	349	359
<i>w tym w Norwegii</i>	141	548	126	134	142	146	518	126	103	138	150
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	719	2 674	731	664	567	712	2 540	692	582	596	670
<i>w tym w Polsce</i>	674	2 524	684	627	533	680	2 481	670	570	584	657
<i>w tym w Pakistanie</i>	45	150	47	37	34	32	59	22	12	12	13
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>1 183</b>	<b>4 537</b>	<b>1 192</b>	<b>1 123</b>	<b>1 036</b>	<b>1 186</b>	<b>4 458</b>	<b>1 165</b>	<b>1 031</b>	<b>1 083</b>	<b>1 179</b>

## SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO w GK PGNiG [mln m<sup>3</sup>]

GAZ WYSOKOMETANOWY (E)	9 414	25 291	7 603	4 298	5 079	8 311	22 895	6 921	4 004	4 410	7 560
<i>w tym sprzedaż PST poza GK PGNiG</i>	998	2 186	603	452	482	649	2 510	561	614	571	764
GAZ ZAAZOTOWANY (Ls/Lw przeliczony na E)	491	1 496	419	296	312	469	1 371	417	244	298	412
<b>RAZEM (przeliczony na E)</b>	<b>9 905</b>	<b>26 787</b>	<b>8 022</b>	<b>4 594</b>	<b>5 391</b>	<b>8 780</b>	<b>24 266</b>	<b>7 338</b>	<b>4 248</b>	<b>4 708</b>	<b>7 972</b>
<i>w tym sprzedaż bezpośrednio ze złóż</i>	237	796	226	182	161	227	718	209	129	172	208

## IMPORT GAZU ZIEMNEGO przez PGNiG SA [mln m<sup>3</sup>]

Razem	3 837	13 714	3 673	3 488	3 334	3 219	11 527	2 968	3 020	2 837	2 702
<i>w tym: kierunek wschodni</i>	2 982	9 656	2 540	1 889	2 518	2 709	10 248	2 539	2 429	2 623	2 657
<i>w tym: LNG</i>	505	1 715	383	470	475	387	974	380	384	210	-

## ROPA NAFTOWA w GK PGNiG [tys. ton]

Wydobycie ropy naftowej i kondensatu	348	1 257	329	313	269	346	1 318	344	298	328	348
<i>w tym w Polsce</i>	208	787	220	203	148	216	763	207	177	176	203
<i>w tym w Norwegii</i>	140	470	109	110	121	130	555	137	121	152	145
Sprzedaż ropy naftowej i kondensatu	429	1 270	313	251	316	390	1 346	325	287	336	398
<i>w tym w Polsce</i>	210	791	222	190	161	218	753	198	179	171	205
<i>w tym w Norwegii</i>	219	479	91	61	155	172	593	127	108	165	193

## WYTWARZANIE

Produkcja E.c. netto (sprzedaż) [TJ]	19 037	42 487	14 195	3 472	6 732	18 088	39 527	15 079	2 945	5 351	16 152
Produkcja E.e. netto II stopnia (do sprzedaży) [GWh]	1 539	3 882	1 280	407	737	1 458	3 604	1 204	418	592	1 390

# Zmiany w prezentacji usług wg MSSF 15

- > Prezentacja wpływu wdrożenia MSSF 15 na skonsolidowany rachunek zysków i strat

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2017 roku (w mln zł)	Q1 2017 przed zmianą	wpływ	Q1 2017 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	11 652	-37	11 615
Przychody ze sprzedaży gaz	9 468	-1 234	8 234
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 184	1 197	3 381
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-8 883	37	-8 846
Usługi przesyłowe	-294	34	-260
Pozostałe usługi	-361	3	-358

Skonsolidowany rachunek zysków i strat w 2018 roku (w mln zł)	Q1 2018 przed zmianą	wpływ	Q1 2018 po zmianie
Przychody ze sprzedaży, w tym:	13 297	-50	13 247
Przychody ze sprzedaży gaz	10 853	-1 291	9 562
Przychody ze sprzedaży pozostałe	2 444	1 241	3 685
Koszty operacyjne (bez amortyzacji), w tym:	-10 623	50	-10 573
Usługi przesyłowe	-311	42	-269
Pozostałe usługi	-400	8	-392

- > Grupa zastosowała wymogi nowych standardów MSSF 9 i MSSF 15 z wykorzystaniem zmodyfikowanego podejścia retrospektywnego ze skutkiem od 1 stycznia 2018 roku i zgodnie z MSSF w raporcie okresowym nie przekształcono okresu porównawczego.
- > Dla ułatwienia interpretacji wyników finansowych niniejszy slajd przedstawia w uproszczeniu wpływ MSSF 15 na prezentację Q1 2017 oraz Q1 2018.
- > **Kolejne slajdy prezentacji porównują Q1 2018 z przekształconym Q1 2017 w zakresie MSSF 15.**

## MSSF 9 – Instrumenty finansowe:

- > zmiana w zasadach klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych,
- > wprowadzenie nowego modelu wyznaczania oczekiwanych strat kredytowych oraz
- > zmiana wymogów w zakresie rachunkowości zabezpieczeń.

## MSSF 15 – Przychody z tytułu umów z klientami

- > Spółki Grupy które zidentyfikowały dobra lub usługi, dla których pełnią rolę pośrednika (agenta) zmieniły sposób prezentacji przychodów i kosztów. Przychody prezentowane są w kwocie wynagrodzenia netto.
- > Grupa jako podmiot nie mający wpływu na główne cechy świadczonych usług i ich cenę pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej. Przychody ze sprzedaży usługi dystrybucji gazu prezentowane są w pełnej kwocie świadczonych usług na rzecz klientów spoza Grupy PGNiG.



# Skutki zmian prezentacji wg MSSF 15 - segmenty

Bez uwzględnienia zmiany prezentacji MSSF 15	Q1 2017	Q1 2018
<b>Obrót i Magazynowanie</b>		
Przychody ze sprzedaży	9 932	11 506
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-9 574	-11 327
<b>Dystrybucja</b>		
Przychody ze sprzedaży	1 469	1 551
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	260	294
Sprzedaż między segmentami	1 209	1 257
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-777	-788
<b>Wpływ MSSF 15</b>		
<b>Obrót i Magazynowanie</b>		
Przychody ze sprzedaży	-1 235	-1 297
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	1 235	1 297
<b>Dystrybucja</b>		
Przychody ze sprzedaży	0	0
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 198	1 247
Sprzedaż między segmentami	-1 198	-1 247
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	0	0
<b>Nowy sposób prezentacji</b>	<b>Q1 2017</b>	<b>Q1 2018</b>
<b>Obrót i Magazynowanie</b>		
Przychody ze sprzedaży	8 697	10 209
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-8 339	-10 030
<b>Dystrybucja</b>		
Przychody ze sprzedaży	1 469	1 551
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 458	1 541
Sprzedaż między segmentami	11	10
Koszty operacyjne (bez amortyzacji)	-777	-788

- > Segment Obrót i Magazynowanie pełni rolę pośrednika (agenta) w zakresie usług dystrybucji gazu, przesyłu gazu i dystrybucji energii elektrycznej, dlatego przychody i koszty zostały zaprezentowane w kwocie netto.
- > W segmencie Dystrybucja zmiana prezentacji polega na wykazaniu przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych świadczonych na rzecz klientów spoza GK PGNiG jako sprzedaż zewnętrzną.
- > Kolejne slajdy prezentacji porównują Q1 2018 według nowych standardów z przekształconym Q1 2017 w zakresie MSSF 15.



# Słownik terminów i pojęć

2P	Szacunkowe rezerwy paliw kopalnianych (udokumentowane oraz prawdopodobne)
bbl	Baryłka ropy naftowej
Boe	(Barrel of oil equivalent) – ekwiwalent baryłki ropy naftowej (1 baryłka to ok. 0,136 tony)
CAGR	Compound Annual Growth Rate
Capex	Nakłady inwestycyjne
CNG	Compressed Natural Gas; gaz ziemny w postaci sprężonej
EBIT	Zysk operacyjny
EBITDA	Wynik operacyjny bez amortyzacji
Ee	Energia elektryczna
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa PGNiG SA
GPW	Giełda Papierów Wartościowych SA
JV	Joint Venture (wspólne przedsięwzięcie)
LNG	Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w postaci ciekłej
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
PGNiG OD	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PST	PGNiG Supply and Trading
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Upstream	Poszukiwanie i wydobywanie kopalni
WIG20	Indeks giełdowy 20 największych spółek akcyjnych notowanych na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych
WRA	Wartość regulacyjna aktywów

# Informacje kontaktowe

## Marcin Piechota

Kierownik Działu Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 43 22

kom.: +48 885 889 890

e-mail: [marcin.piechota@pgnig.pl](mailto:marcin.piechota@pgnig.pl)

## Piotr Gałek

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 48 46

kom.: +48 723 235 652

e-mail: [piotr.galek@pgnig.pl](mailto:piotr.galek@pgnig.pl)

## Aleksander Kutnik

Specjalista ds. Relacji Inwestorskich

tel.: +48 22 589 47 97

kom.: +48 723 239 162

e-mail: [aleksander.kutnik@pgnig.pl](mailto:aleksander.kutnik@pgnig.pl)

## Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

ul. M. Kasprzaka 25

01-224 Warszawa

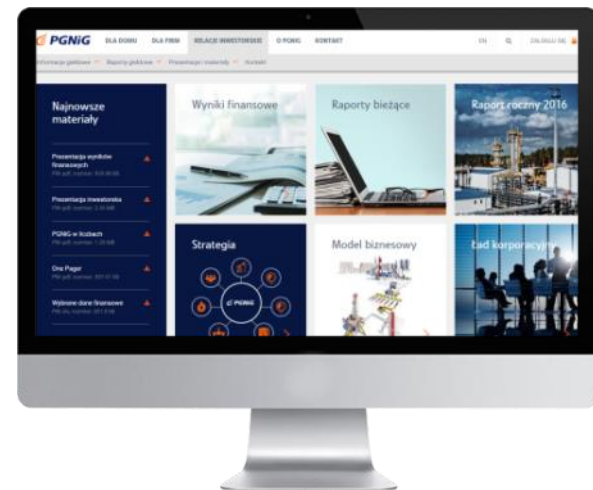
faks: +48 22 691 81 23

[www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl)

### Zastrzeżenie

Wszystkie opinie, oceny i prognozy zawarte w niniejszej prezentacji (Prezentacja) są przygotowywane przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) S.A. na podstawie publicznie dostępnych informacji. Informacje zawarte w Prezentacji mogą ulec zmianie bez wcześniejszego powiadomienia, mogą być niepełne lub skrócone, oraz mogą nie zawierać wszystkich istotnych informacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią oferty inwestycyjnej, rekomendacji inwestycyjnej ani oferty świadczenia jakiegokolwiek usługi. Prezentacja zawiera także informacje i oświadczenia, które są związane z przyszłymi, ale nie przeszłymi zdarzeniami. Wszelkie takie wypowiedzi prognozujące oparte są na założeniach i oczekiwaniach PGNiG, ale ze względu na ich przyszły i niepewny charakter noszą ze sobą ryzyko, że w rzeczywistości przyszłe fakty lub wydarzenia mogą się znacznie różnić od tych stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w Prezentacji. Prezentacja nie powinna być wykorzystywana przy podejmowaniu jakichkolwiek decyzji lub jakichkolwiek działań inwestycyjnych. Aby uzyskać więcej informacji dotyczących PGNiG zajrzyj do jego raportów bieżących i okresowych. PGNiG nie ponosi odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub wykorzystywanie informacji zawartych w Prezentacji, i nie zobowiązuje się do jej aktualizacji. Informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią porady prawnej lub innej profesjonalnej porady.

## > Więcej informacji



Strona Relacji Inwestorskich

[www.ri.pgnig.pl](http://www.ri.pgnig.pl)

